Office national de l'énergie
National Energy Board

Motifs de décision

Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.

GH-3-2002

Novembre 2002

Installations

Office national de l'énergie

Motifs de décision

Relativement à

Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.

Demande aux termes de l'article 58 en date du 6 mars 2002

GH-3-2002

Novembre 2002

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2002
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/2002-5F
ISBN 0-662-88082-X

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5503
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265

En personne, au bureau de l'Office :
Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2002 as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE22-1/2002-5E
ISBN 0-662-33174-5

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5503
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

Abréviations iii

Exposé et comparutions v

1. Introduction 1
- 1.1 Demande aux termes de l'article 58 1
- 1.2 Évaluation environnementale 1

2. Requêtes du Nouveau-Brunswick, de Maritime Electric et d'Énergie Nouveau-Brunswick 3
- 2.1 Préambule 3
- 2.2 Requête du Nouveau-Brunswick priant l'Office de réserver sa décision 3
- 2.3 Requêtes de Maritime Electric et d'Énergie NB priant l'Office d'assortir d'une condition l'ordonnance sollicitée aux termes de l'article 58 5

3. Description des installations et sécurité du pipeline 8
- 3.1 Description des installations 8
- 3.2 Caractère approprié de la conception 10
- 3.3 Sécurité de la conception et de l'exploitation 11

4. Approvisionnement en gaz, transport, marchés et faisabilité économique 13
- 4.1 Approvisionnement en gaz 13
  - 4.1.1 Approvisionnement en gaz du projet 13
  - 4.1.2 Approvisionnement global 14
- 4.2 Arrangements en matière de transport 17
- 4.3 Marchés 19
  - 4.3.1 Demande de gaz naturel 19
  - 4.3.2 Accès du marché intérieur au gaz de Deep Panuke 20
- 4.4 Faisabilité économique 23

5. Questions foncières, consultations et questions environnementales et socio-économiques 27
- 5.1 Questions foncières 27
- 5.2 Préavis public 29
- 5.3 Consultation des Autochtones 31
- 5.4 Questions socio-économiques 34
- 5.5 Environnement 35

6. Questions de finances et de droits 37
- 6.1 Période d'amortissement et répartition du risque 37
- 6.2 Frais liés à la pression de livraison 37

7. Autres considérations d'intérêt public 40

8. Dispositif 45

Liste des tableaux

3-1 Coût en capital estimatif du projet d'agrandissement de la canalisation principale 9
4-1 Évaluation probabiliste des réserves - Champ Abenaki 5 13
4-2 Potentiel estimatif des ressources gazières commercialisables 15
4-3 Potentiel d'approvisionnement du bassin Néo-Écossais (Gaz commercialisable en millions de pieds cubes par jour) 15
4-4 Analyse de la valeur actualisée nette par M&NP 23
5-1 Besoins en terrains et emplacements 28

Liste des figures

1-1 Carte du réseau M&NP/M&NE 2

Liste des annexes

I Liste des questions 46
II Ordonnance XG-M124-60-2002 47

Abréviations

10^6Btu/j	million d'unités thermiques britanniques par jour
10^9pi^3	milliard de pieds cubes
10^{12}pi^3	billion de pieds cubes
BK	borne kilométrique
Canadian Superior	Canadian Superior Energy Inc.
CAPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
CÉT	connaissances écologiques traditionnelles
CTG	contrat de transport garanti
É.-U.	États-Unis
Emera	Emera Energy Inc.
EnCana	EnCana Corporation
Énergie NB	Société d'énergie du Nouveau-Brunswick
ET	engagements au titre des travaux
étude de GLJ	étude intitulée *Gas Resource and Supply Study Scotian Basin Offshore Nova Scotia - A Study Prepared for Maritimes & Northeast Pipeline*
GH-2-87	Instance relative à TransCanada concernant l'approbation d'installations et de la méthode de conception des droits
GH-2-99	Instance relative à M&NP concernant l'approbation du latéral Halifax
GH-4-98	Instance relative à M&NP concernant l'approbation du latéral Point Tupper
GH-6-96	Instance relative à M&NP et SOEP concernant l'approbation d'installations et de la méthode de conception des droits
GJ	gigajoule
GLJ	Gilbert Laustsen Jung
Î.-P.-É.	province de l'Île-du-Prince-Édouard
km	kilomètre

kPa	kilopascal
lb/po^2	(pression manométrique en) livres par pouce carré
LCÉE	*Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*
LDI	licence de découverte importante
Loi	*Loi sur l'Office national de l'énergie*
M&NE	Maritimes & Northeast Pipeline, L.L.C.
M&NP ou demandeur	Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
MH-2-2002	Instance portant sur la demande de la province du Nouveau-Brunswick concernant les procédures relatives aux ordonnances d'exportation à court terme
MW	mégawatt
Navigant	Navigant Consulting Inc.
Nouveau-Brunswick	province du Nouveau-Brunswick
Nouvelle-Écosse	ministère de l'Énergie de la province de la Nouvelle-Écosse
NSPI	Nova Scotia Power Inc.
Office ou ONÉ	Office national de l'énergie
PP	Permis de prospection
REP	Rapport d'examen préalable
RPT-99	*Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*
SC	station de compression
SCTP	station de comptage pour le transfert de propriété
SOEP	Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
UNBI	Union of New Brunswick Indians

Exposé et comparutions

CONFORMÉMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la Loi) et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande datée du 6 mars 2002 que Maritimes and Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP) a présentée aux termes de l'article 58 de la Loi en vue d'obtenir une ordonnance l'autorisant à construire, à posséder et à exploiter quatre stations de compression et une station de comptage pour le transfert de propriété sur sa canalisation principale;

CONFORMÉMENT À l'ordonnance d'audience GH-3-2002 de l'Office national de l'énergie,

DEMANDE ENTENDUE à Saint John, au Nouveau-Brunswick, le 30 septembre ainsi que les 1er au 4 octobre et le 7 octobre 2002.

DEVANT :

J.-P. Théorêt	Membre présidant l'audience
K.W. Vollman	Membre
J.A. Snider [1]	Membre

COMPARUTIONS :

L.E. Smith, c.r. N. Gretener	Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
N.J. Schultz	Association canadienne des producteurs pétroliers
G.H. Clavette	Comité d'énergie de la Vallée St-Jean et de l'Est du Québec
R. Neufeld	Canadian Superior Energy Inc.
C. Feltham	Chevron Canada Resources
D. Brett	East Coast Producer Group
P.W. Gurnham, c.r.	Emera Energy Inc.
D.G. Davies	EnCana Corporation
M. Gelowitz	Énergie Nouveau-Brunswick
M. Gelowitz	J.D. Irving, Limited
T.M. Hughes	KeySpan Delivery Companies

---

[1] Se reporter à la lettre de l'Office datée du 18 octobre 2002. Le 9 octobre 2002, Me J.A. Snider a été nommée juge de la Cour fédérale du Canada, Section de première instance. En conséquence, Me Snider n'a pas participé à la rédaction et à la publication des présents motifs de décision.

W.G. Lea, c.r.	Maritime Electric Company, Limited
P.W. Gurnham, c.r.	Nova Scotia Power Inc.
L.C. Ratelle	Société en commandite Gaz Métropolitain
N.Getty R. Perley	Union of New Brunswick Indians
H.D. Williamson, c.r.	Ministère de l'Énergie de la province de la Nouvelle-Écosse
J. Brisson Y. Migué	Procureur général du Québec
K. Sebalj	Province de l'Île-du-Prince-Édouard
I. Blue, c.r. A. Hamilton	Province du Nouveau-Brunswick
C. Beauchemin A.D. Ross	Avocats de l'Office

Chapitre 1

Introduction

1.1 Demande aux termes de l'article 58

Le 6 mars 2002, Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP ou le demandeur) a déposé une demande auprès de l'Office national de l'énergie (l'Office ou l'ONÉ) au nom de Maritimes & Northeast Pipeline Limited Partnership, pour solliciter la délivrance d'une ordonnance aux termes de l'article 58 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la Loi) l'autorisant à construire, à posséder et à exploiter quatre stations de compression et une station de comptage pour le transfert de propriété (SCTP) sur sa canalisation principale. M&NP a besoin de ces installations afin d'assurer à l'intention d'EnCana Corporation (EnCana) un service de transport garanti de gaz naturel pour un maximum de 422 000 GJ/j (400 000 10^3 Btu/j) à compter de la fin de 2005. Une description détaillée des installations proposées est présentée dans la partie 3.1.

Le gaz naturel que M&NP transporterait sur son réseau pour le compte d'EnCana serait produit et traité dans le cadre du projet Deep Panuke d'EnCana sur des plates-formes se trouvant dans des champs de gaz naturel extracôtiers près de l'île de Sable. EnCana prévoit acheminer le gaz à terre au moyen d'un gazoduc sous-marin qui serait raccordé à la canalisation principale de M&NP près de Goldboro, en Nouvelle-Écosse. EnCana [auparavant désignée PanCanadian Energy Corporation] avait déposé des demandes concernant son projet Deep Panuke auprès de l'ONÉ et de l'Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, respectivement, le 1er mars 2002. Ces deux organismes poursuivent l'étude de ces demandes.

Le 23 mai 2002, l'Office a délivré l'ordonnance d'audience GH-3-2002 pour mettre au rôle l'audition de la demande de M&NP à compter du 16 septembre 2002, à Halifax, en Nouvelle-Écosse. Cette ordonnance énonçait les instructions sur la procédure à suivre ainsi qu'une liste préliminaire des questions. Le 9 juillet 2002, après avoir étudié les commentaires des parties, l'Office a établi définitivement la liste des questions qui seraient examinées au cours de l'audience (voir l'annexe I).

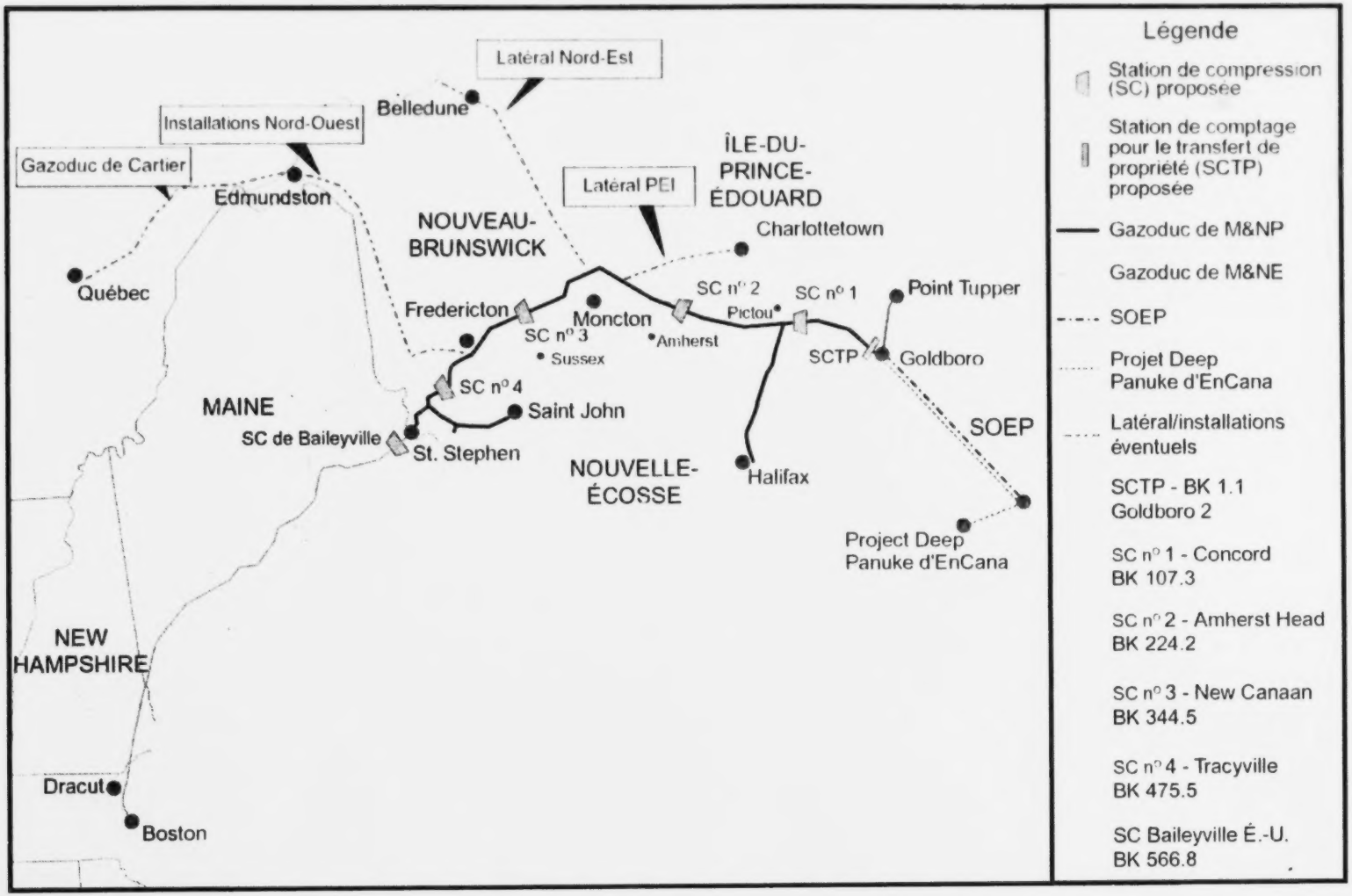
Le 30 juillet 2002, l'Office a délivré une ordonnance modificatrice ayant pour but de reporter le début de l'audience au 30 septembre 2002 et de faire tenir l'audience à Saint John, au Nouveau-Brunswick, plutôt qu'à Halifax.

L'Office a entendu la preuve à Saint John le 30 septembre et du 1er au 4 octobre 2002 et la plaidoirie finale le 7 octobre 2002.

1.2 Évaluation environnementale

En conformité avec la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE), l'Office a mené un examen environnemental préalable concernant la construction, l'exploitation, la mise hors service et la cessation d'exploitation des installations proposées. L'Office a veillé à ce que le respect des exigences de la LCÉE ne fasse pas double emploi avec son propre processus de réglementation.

Figure 1-1
Carte du réseau M&NP/M&NE



Chapitre 2

Requêtes du Nouveau-Brunswick, de Maritime Electric et d'Énergie Nouveau-Brunswick

2.1 Préambule

L'Office a pu se rendre compte du caractère particulier de cette demande tout au long de l'instance. Le demandeur sollicite une ordonnance d'exemption en vertu de l'article 58 de la Loi. Cette ordonnance aurait pour effet d'autoriser la construction d'installations nécessaires au transport d'une quantité additionnelle de 400 000 10^3Btu/j de Goldboro jusqu'au point d'exportation de St. Stephen sur le réseau de M&NP. L'Office constate toutefois que les volumes qui justifieraient l'agrandissement des installations de transport n'ont pas encore été établis définitivement puisque EnCana, en vertu de l'article 1 du contrat de transport garanti (CTG), a le droit de réduire la quantité contractuelle de 400 000 10^3Btu/j, une seule fois, d'un maximum de 200 000 10^3Btu/j. Ce droit, désigné l'option « de réduction », a été longuement discuté au cours de l'audience.

En examinant la preuve, l'Office a constaté en outre qu'EnCana continue de négocier avec d'éventuels clients du marché intérieur et qu'une vente de gaz naturel à l'Île-du-Prince-Édouard (Î.-P.-É.) semble imminente. Si ces négociations devaient aboutir, EnCana pourrait destiner une partie du gaz naturel du champ Deep Panuke d'EnCana à des clients du marché intérieur. Ce point ajoute une autre particularité à la demande étant donné qu'il pourrait donner lieu à une réduction de la capacité de transport supplémentaire réellement nécessaire sur le réseau de M&NP en aval du point de raccordement à un latéral proposé qui serait construit pour servir des clients du marché intérieur s'il y en a.

Tout en reconnaissant qu'il n'est pas possible de déterminer avec certitude la capacité de transport supplémentaire dont il faudrait doter le réseau de M&NP si l'option de réduction d'EnCana était exercée d'ici au 31 juillet 2003, et que, en bout de ligne, les voies de transport de la production de Deep Panuke proposée sont également incertaines, M&NP a prié l'Office d'étudier les installations visées par la demande, lesquelles sont fondées sur l'hypothèse d'un engagement de transport de 400 000 10^3Btu/j jusqu'au point d'exportation de St. Stephen. Cette requête a été qualifiée de scénario de référence et M&NP a fait valoir que l'Office devrait l'approuver dans les meilleurs délais. Cependant, M&NP a affirmé que si les volumes ou voies de transport de la production d'EnCana étaient modifiés, M&NP déposerait une version modifiée de l'étude de conception technique/hydraulique et des évaluations connexes afin de justifier la conception des volumes et des installations supplémentaires proposés pour la section allant de Goldboro au point d'exportation de St. Stephen.

2.2 Requête du Nouveau-Brunswick priant l'Office de réserver sa décision

La province du Nouveau-Brunswick (Nouveau-Brunswick) a argué que l'Office devrait réserver sa décision, tel que l'autorise le paragraphe 19(2) de la Loi, en attendant le dépôt de renseignements complémentaires concernant le profil de production d'EnCana et la nature des installations dont M&NP a besoin, ainsi que la diffusion d'autres instructions concernant la procédure. Le Nouveau-Brunswick a fait valoir que reporter la décision en vertu du paragraphe 19(2) était la façon le plus pratique et la plus

raisonnable de traiter la demande de M&NP à ce stade-ci. De l'avis du Nouveau-Brunswick, reporter la décision accorderait à l'Office, aux parties, aux éventuels acheteurs de gaz et à EnCana la plus grande marge de manoeuvre possible pour s'adapter aux circonstances selon leur évolution.

Le Nouveau-Brunswick a demandé que l'Office réserve sa décision pour les raisons suivantes : (i) réserver la décision serait conforme à l'intérêt public; (ii) réserver la décision jusqu'à l'été de 2003 ne causerait de préjudice ni à EnCana ni à M&NP; (iii) la demande de M&NP est prématurée et incomplète; (iv) réserver la décision éviterait à toutes les parties en cause et surtout à l'Office de se pencher sur un ensemble de questions de réglementation importantes et complexes qui pourraient perdre leur raison d'être si les circonstances devaient changer; et (v) les projets d'EnCana, de M&NP et de Maritimes & Northeast Pipeline, L.L.C. (M&NE), d'après la preuve présentée à l'Office, ne sont pas coordonnés. Sur ce dernier point, le Nouveau-Brunswick a fait valoir que l'Office devrait ordonner à M&NP, à M&NE et à EnCana d'élaborer un plan de projet global intégré et de tenir toutes les parties informées des progrès réalisés au fur et à mesure de la réalisation des étapes critiques de ce plan.

M&NP a soutenu qu'elle et d'autres parties telles qu'EnCana, Î.-P.-É. et Maritime Electric ont besoin de connaître la décision de l'Office à bref délai. Afin d'assurer les acheteurs de gaz naturel du Canada qu'une décision antérieure au 31 juillet 2003 ne serait aucunement préjudiciable à leurs intérêts, M&NP a indiqué qu'elle accepterait de subordonner l'approbation aux termes de l'article 58 à une condition selon laquelle l'approbation ne pourrait prendre effet avant le 31 juillet 2003.

Le demandeur a déclaré qu'il avait besoin de connaître la décision de l'Office à bref délai pour savoir si la conception des quatre stations, qui prévoit 15 mégawatts (MW) chacune, est acceptable. Si elle ne l'était pas, il serait nécessaire d'effectuer d'autres longs et coûteux travaux d'ingénierie et études environnementales pour solliciter et obtenir l'autorisation de modifier l'emplacement de stations. M&NP a mentionné en outre qu'elle ne peut modifier la conception des installations hydrauliques pour un quelconque latéral en sol canadien tant qu'elle ne saura pas quel scénario de référence doit être modifié. Les autres raisons invoquées pour qu'une décision soit rendue à bref délai se rapportaient à l'obligation d'effectuer d'autres études environnementales sur le terrain et à la nécessité de montrer que le projet Deep Panuke évolue.

EnCana a également prié l'Office avec insistance de rendre une décision à bref délai. Selon elle, pour que le projet Deep Panuke puisse entrer en service à la fin de 2005, il importe que les activités d'ingénierie, d'approvisionnement et de fabrication commencent vers la fin du premier trimestre de 2003 et, pour ce faire, qu'elles aient été approuvées au préalable par les organismes de réglementation et le conseil d'administration d'EnCana. EnCana a indiqué que l'approbation de l'agrandissement de M&NP est d'importance aussi critique à la décision de procéder au projet Deep Panuke que ne le sont les approbations nécessaires pour le démarrage du projet lui-même.

Lorsqu'on lui a demandé si l'approbation de la demande de M&NP à ce moment-là améliorerait la position de négociation d'EnCana, Î.-P.-É. a répondu que l'absence d'approbation et l'incapacité de construire un latéral PEI seraient plus défavorables qu'un quelconque préjudice que causerait l'approbation et le fait qu'EnCana jouisse d'une position de négociation quelque peu avantageuse. Tout compte fait, Î.-P.-É. était d'avis que les négociations se poursuivent équitablement et que l'absence d'approbation immédiate du projet serait beaucoup plus défavorable à long terme.

Opinion de l'Office

Si l'Office devait réserver sa décision, toutes les questions demeureraient en suspens et rien du projet ne serait certain, tandis que s'il approuvait le projet en l'assortissant des conditions voulues, toutes les parties auraient un certain degré de certitude et M&NP pourrait faire avancer le dossier du projet visé par la demande en s'attardant uniquement aux préoccupations et enjeux dont il est question à l'instance.

Les opinions que l'Office décrit en détail dans les présents motifs, notamment au chapitre 7, constituent une justification raisonnable des raisons pour lesquelles l'Office n'est pas convaincu, en tenant compte des différents motifs invoqués par le Nouveau-Brunswick, qu'il devrait réserver sa décision. L'Office est d'avis que rendre cette décision et délivrer l'ordonnance en l'assortissant des conditions appropriées serait davantage conforme à l'intérêt public que de réserver sa décision, et ne devrait pas nuire aux forces du marché existantes. De plus, en ce qui concerne l'argument selon lequel la demande est incomplète et prématurée, l'Office croit qu'il y a eu un examen approfondi de ces préoccupations, qui sont liées aux incertitudes susmentionnées, et que les présents motifs les prennent en compte de manière adéquate. Par conséquent, l'Office rejette la demande du Nouveau-Brunswick, qui l'avait prié de délivrer une ordonnance de report de décision par application du paragraphe 19(2) de la Loi.

Les parties sont cependant priées de noter que les opinions de l'Office présentées aux chapitres 3 à 6 s'appuient sur la demande telle qu'elle a été déposée en fonction du scénario de référence, et sans qu'il soit proposé de changement à l'engagement de transporter 400 000 10^6Btu/j jusqu'au point d'exportation de St. Stephen ainsi que demandé, ni aux installations connexes visées par la demande. La demande à l'étude, comme il a été énoncé plus haut, possède des caractéristiques particulières en ce sens qu'il existe toujours de l'incertitude quant aux destinations ultimes proposées pour la production de Deep Panuke sur laquelle s'appuie la demande. L'Office doit tenir compte de ces incertitudes et les confronter à ce qu'il est demandé maintenant à l'Office d'approuver à partir du scénario de référence. Le chapitre 7 des présentes, intitulé « Autres considérations d'intérêt public », explique comment l'Office s'y est pris pour examiner ces questions.

2.3 Requêtes de Maritime Electric et d'Énergie NB priant l'Office d'assortir d'une condition l'ordonnance sollicitée aux termes de l'article 58

De l'avis de certaines parties, l'Office devrait subordonner toute approbation qu'il accorderait à M&NP pour la construction des installations d'agrandissement proposées à une condition exigeant que l'Office autorise au préalable les exportations de gaz de Deep Panuke par EnCana aux États-Unis (É.-U.).

Le Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier a soutenu que la démarche employée par l'Office pour approuver de nouveaux éléments d'infrastructure pipelinière l'engage dans les fait à autoriser des exportations d'énergie. Il a laissé entendre qu'en approuvant des installations avant de déterminer si les exportations ultérieures dépassent les besoins prévisibles du marché canadien, l'Office agit avant de déterminer si de telles exportations représentent un excédent par rapport aux besoins du marché canadien.

Maritime Electric a fait valoir qu'il faudrait rendre l'ordonnance sollicitée aux termes de l'article 58, mais à condition qu'elle n'entre pas en vigueur tant qu'une licence ou une ordonnance autorisant l'exportation de gaz pour laquelle l'agrandissement est autorisé ne sera pas elle-même en vigueur. Elle a laissé entendre qu'il ne serait pas nécessaire que la condition dont serait assortie l'ordonnance aux termes de l'article 58 oblige M&NP à reporter à plus tard la totalité des travaux liés à l'agrandissement pipelinier. L'avancement des aspects non controversés de l'agrandissement pourrait se poursuivre, mais la capacité ajoutée ne devrait pas dépasser un volume déterminé d'avance tant qu'EnCana n'aura pas été autorisée à exporter plus que ce volume.

La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) a soutenu que l'ordonnance aux termes de l'article 58 devrait être assortie d'une condition selon laquelle EnCana serait obligée de fournir, dans le contexte d'une demande de licence d'exportation, les renseignements qui permettraient aux Canadiens de déterminer si les négociations avec EnCana se déroulent équitablement et, dans la négative, de mettre sur pied un processus qui permettrait à la population canadienne de déposer une plainte auprès de l'Office en vue d'obtenir le gaz à un prix équitable.

EnCana a fait valoir que rien ne justifiait la requête de Maritime Electric visant à faire subordonner l'approbation de la demande de M&NP à la délivrance d'une ordonnance d'exportation. Elle a indiqué que les demandes d'ordonnance d'exportation à court terme ne font l'objet d'aucun processus d'avis du public ni de procédure de traitement des plaintes et que si Maritime Electric avait l'intention de déposer une plainte, d'autres voies de recours lui permettaient de le faire.

En ce qui concerne la requête d'Énergie NB, EnCana a fait savoir qu'elle a l'intention de réaliser des ventes à court terme sur le marché d'exportation et qu'elle n'a donc pas besoin de licence d'exportation. EnCana était d'avis que la requête d'Énergie NB était une nouvelle version de la proposition du Nouveau-Brunswick rejetée dans le cadre de MH-2-2002. Selon EnCana, Énergie NB proposait des exigences de dépôt que l'Office, à l'instance en question, a déjà jugé préjudiciables et d'une lourdeur déraisonnable. Elle favorisait aussi la mise en place d'une procédure de traitement des plaintes relativement aux ventes à court terme qui, toujours selon les conclusions de l'Office, ne serait ni pratique ni prudente. EnCana a conclu que l'Office devrait refuser la requête d'Énergie NB.

Canadian Superior Energy Inc. (Canadian Superior) s'est opposée à ce que l'on tente de manipuler le processus d'approbation d'installations en imposant des conditions qui auraient pour effet de créer des exigences d'autorisation d'exportation à la fois artificielles et déraisonnables. Elle s'est opposée particulièrement à ce que le processus d'approbation d'installations soit utilisé pour faire pression sur des marchés qui ne sont pas prêts à prendre du gaz naturel ou qui n'en veulent pas. Selon Canadian Superior, les acheteurs canadiens de gaz naturel auront l'occasion d'accéder aux approvisionnements en gaz naturel à des conditions raisonnables comme ils l'ont eue jusqu'à maintenant. Elle a fait remarquer que la décision MH-2-2002 de l'Office accorde une protection supplémentaire au marché intérieur et que les acheteurs canadiens éventuels n'ont qu'à prendre des arrangements opportuns à des conditions concurrentielles pour avoir accès à ces approvisionnements.

Canadian Superior a soutenu qu'obliger un producteur à obtenir une licence d'exportation à long terme pour la vente de gaz dans des marchés à court terme ne protégerait aucunement les acheteurs de gaz canadiens. En fait, une telle mesure serait contraire à l'intérêt public parce qu'elle rendrait les activités d'exploration et de production moins intéressantes pour les entreprises et, par conséquent, menacerait la sûreté de l'approvisionnement.

Nova Scotia Power Inc. (NSPI) et Emera Energy Inc. (Emera) ont soutenu qu'il n'y avait aucune preuve de transactions injustes ou menées de mauvaise foi, et que rien ne pouvait justifier le recours à ces conditions réglementaires exceptionnelles concernant l'autorisation d'exporter. Selon elles, les préoccupations d'Énergie NB ont été réglées, en partie du moins, par la révision apportée au CTG intervenu entre EnCana et M&NP quant à la date d'exercice du choix de service, c'est-à-dire le 31 juillet 2003 (des explications sont données dans la partie 4.2).

Opinion de l'Office

L'Office juge qu'il n'est pas justifié de contraindre EnCana d'obtenir une licence d'exportation à long terme pour du gaz qu'EnCana a l'intention de commercialiser aux É.-U. par des arrangements à court terme. L'Office constate en outre que son régime de réglementation ne prévoit aucun processus d'avis ni de procédure de traitement des plaintes en ce qui concerne les ordonnances d'exportation à court terme. Pour un bon nombre des raisons énoncées dans ses Motifs de décision MH-2-2002, l'Office est d'avis que la preuve présentée à l'instance ne justifie pas une modification de la réglementation des exportations à court terme qui aurait pour effet d'imposer un processus d'avis et une procédure de traitement des plaintes, et que rien ne justifie un délai de l'approbation des installations de M&NP jusqu'à ce qu'une décision soit rendue concernant la demande d'exportation. L'Office continuera toutefois de surveiller le marché gazier des Maritimes et exécutera un plan d'action tel qu'il l'a décidé dans le cadre de l'instance MH-2-2002.

Chapitre 3

Description des installations et sécurité du pipeline

3.1 Description des installations

Les installations visées par la demande comprennent quatre stations de compression (SC) et une SCTP qui serviront à porter la capacité de la canalisation principale de gaz naturel de M&NP, longue de 567 km et d'un diamètre nominal de 30 po, à 1 019 700 10^6Btu/j. Tel qu'il est indiqué plus haut, cet agrandissement est nécessaire pour acheminer 400 000 10^6Btu/j supplémentaires d'EnCana du large des côtes de la Nouvelle-Écosse jusqu'à la frontière canado-américaine près de St. Stephen, au Nouveau-Brunswick.

La SCTP sera implantée en aval de l'actuelle station de comptage de Goldboro, comté de Guysborough, en Nouvelle-Écosse, au point de raccordement situé entre le futur gazoduc terrestre d'EnCana, s'il est approuvé, et l'actuelle canalisation principale de M&NP, à la borne kilométrique (BK) 1.1. Cette station comprendra :

a) un système de réglage de pression (pour ramener la pression de 14 895 kPa[1] d'EnCana à la pression maximale de service admissible de 9 930 kPa de M&NP);

b) un analyseur de gaz (pour vérifier si le gaz d'EnCana répond aux exigences de qualité du Tarif de M&NP);

c) deux débitmètres à ultrasons (pour garantir une parfaite redondance dans la mesure du débit du gaz acheminé par EnCana);

d) un doublement pour rachat doté d'un compteur (pour permettre à EnCana de prendre du gaz du gazoduc de M&NP dans l'éventualité où elle en aurait besoin pour divers usages : purge, mise en service ou traitement).

Les quatre stations de compression seraient implantées aux endroits suivants :

a) SC n° 1 : Concord (N.-É.), à la BK 107.3, environ 0.5 km en amont de l'actuel point de raccordement avec le latéral Halifax

b) SC n° 2 : Amherst Head (N.-É), à la BK 224.2, environ 14 km à l'est de la frontière de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick, 117 km en aval de la SC n° 1

c) SC n° 3 : New Canaan (N.-B.), à la BK 344.5, environ 120 km en aval de la SC n° 2

d) CS n° 4 : Tracyville (N.-B.), à la BK 475.5, environ 20 km au sud de Fredericton (131 km en aval de la SC n° 3 et 91 km en amont de la frontière canado-américaine)

---

[1] Pour convertir en lb/po², multiplier par 0,145.

La compression du gaz sera assurée par des compresseurs actionnés par des turbines à gaz. Toutes les stations seront dotées d'un groupe compresseur d'une puissance nominale de 15 MW[1], d'un dispositif de réglage sur place et d'un autre télécommandé. Un poste de commande d'acheminement de gaz centralisé, situé au Duke Energy Gas Transmission Gas Control Center de Houston, au Texas, pourra surveiller et régler les fonctions des stations de compression et assurer le service de dépannage en cours d'exploitation.

Les stations seront conçues pour une pression maximale de service de 9 930 kPa (1 440 lb/po^2), qui correspond à la pression maximale de service admissible du réseau actuel.

Le coût en capital du projet est évalué à environ 190 820 000 $, en dollars dépensés. Pour une ventilation du coût, voir le tableau 3-1.

Tableau 3-1
Coût en capital estimatif du projet d'agrandissement de la canalisation principale

Description	**(en milliers de dollars)**
Stations de compression	
Matériaux	78 251
Mise en place	51 655
Terrains et droits fonciers	461
Total partiel	130 367
Station de comptage	
Matériaux	1 538
Mise en place	1 622
Terrains et droits fonciers	112
Total partiel	3 272
Consommation de gaz	1 387
Coûts généraux d'aménagement	29 460
Fonds pour imprévus	15 485
PFUDC*	10 349
Frais financiers	500
Total général	**190 820**

* Provision pour fonds utilisés durant la construction

[1] Pour convertir des MW en chevaux-vapeurs, multiplier par 1 341.

3.2 Caractère approprié de la conception

Le caractère approprié de la conception a été évalué en fonction d'une augmentation de 400 000 10^6Btu/j à livrer de la BK 1.1 jusqu'à la frontière canado-américaine.

Pour déterminer sa conception, M&NP a envisagé de nombreux modèles d'agrandissement possibles, notamment des combinaisons de nombres différents de stations de compression, avec divers blocs de puissance et doublements et divers diamètres de tuyaux. Le demandeur a tenu compte non seulement des installations qui seraient nécessaires pour un surcroît de 400 000 10^6Btu/j, mais aussi de l'agrandissement graduel des installations nécessaires pour chaque volume intermédiaire prévu, pour obtenir en bout de ligne une configuration de réseau de 2 000 000 10^6Btu/j. Durant ce processus, le doublement a été écarté pour l'actuel agrandissement. De plus, il a été établi que pour l'ultime configuration de 2 000 000 10^6Btu/j, quatre stations de 30 MW chacune seraient nécessaires. En conséquence, dans l'actuel agrandissement, on devrait utiliser des compresseurs de 15 MW ou de 7,5 MW.

Au cours de l'audience, on a discuté du bien-fondé de quatre stations au lieu de cinq. Le Nouveau-Brunswick a estimé que l'Office ne devrait pas retenir la conception des quatre stations du fait que le projet de cinq stations permettrait de transporter une plus grande quantité de gaz et à meilleur marché. Le Nouveau-Brunswick a toutefois fondé son argumentation sur la preuve fournie par M&NP selon laquelle le modèle avait été développé pour évaluer la pertinence du doublement par rapport à la compression, et non pas pour comparer le concept des quatre stations par rapport à celui des cinq stations. D'après l'analyse détaillée de M&NP, le concept des quatre stations est supérieur à celui des cinq stations en ce qui regarde le coût en capital, les coûts en combustible, les frais d'exploitation et d'entretien, les droits, les contraintes environnementales, les problèmes avec les propriétaires fonciers et la compatibilité avec d'éventuels latéraux du côté canadien. L'analyse de sensibilité de M&NP a conclu que le concept des quatre stations serait optimal pour d'éventuels latéraux en sol canadien en direction du nord-ouest du Nouveau-Brunswick, du nord-est du Nouveau-Brunswick, de l'Île-du-Prince-Édouard, ainsi que de Pictou, Sussex et Amherst, en Nouvelle-Écosse.

Le Nouveau-Brunswick a également souligné, et M&NP lui a donné raison, que cinq stations, dotées chacune de deux groupes compresseurs de 7,5 MW, garantiraient une plus grande fiabilité que quatre stations, dotées chacune d'un groupe compresseur de 15 MW. Le modèle de cinq stations donnerait un total de 75 MW contre 60 MW pour le modèle de quatre stations. Le Nouveau-Brunswick a de plus fait valoir que les installations faisant l'objet de la demande (à 60 MW) seraient surdimensionnées, ce à quoi M&NP a répondu que le modèle de cinq stations serait plus surdimensionné encore (à 75 MW), sans compter qu'il serait considérablement plus coûteux.

Le concept de quatre stations utiliserait environ 75 % de la puissance disponible en service de pointe. Au cours de l'audience, on a comparé ce chiffre à celui du réseau en sol américain, lequel fonctionnerait à environ 93 % de sa puissance disponible. Le Nouveau-Brunswick a mis en doute cet écart, affirmant qu'une telle réserve de puissance était inacceptable. M&NP a répliqué que l'écart entre l'agrandissement en sol canadien et l'agrandissement en sol américain tient à ce que l'agrandissement en sol américain comprend le doublement et que c'est la raison pour laquelle il a maximisé l'utilisation de la compression.

Lors de l'audience, on a mis en doute le besoin de la SC n° 4. En aval de la SC n° 4, M&NP a l'obligation de fournir du gaz à l'entrée du latéral Saint John à une pression minimale de 728 lb/po^2 et à la frontière canado-américaine à une pression minimale de 950 lb/po^2. En service de pointe, la SC n° 4 fonctionnerait à 55 % de sa puissance disponible, ce qui donnerait des pressions en aval de 1 087 lb/po^2 à l'entrée du latéral Saint John et de 950 lb/po^2 à la frontière canado-américaine. En conséquence, a-t-on fait valoir, la SC n° 4, dotée d'un groupe compresseur de 15 MW, est trop puissante en service de pointe, eu égard à l'agrandissement envisagé. M&NP a rétorqué qu'un seul compresseur de 7,5 MW serait insuffisant et qu'elle avait écarté l'idée d'un compresseur de 11,2 MW parce qu'il ne cadrait pas dans ses plans d'expansion à long terme, lesquels porteraient le réseau à 2 000 000 10^{3}Btu/j. M&NP a souligné qu'un compresseur de 15 MW à la SC n° 4 a des avantages secondaires : par exemple, il peut compenser une partie des chutes de compression lorsqu'un autre compresseur est en panne et il peut maintenir la capacité de distribution à la pression maximale de service admissible en cas de forte demande temporaire.

On a également évoqué à l'audience la perte d'un compresseur. Il a été estimé que si un compresseur tombait en panne, il pouvait y avoir des chutes de débit de 15 à 30 % par rapport au volume établi par contrat. M&NP a dit que toute chute de compression serait répartie au prorata entre les divers expéditeurs.

3.3 Sécurité de la conception et de l'exploitation

M&NP a affirmé qu'elle concevrait, construirait et exploiterait les installations projetées conformément au *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* de l'ONÉ (RPT-99), lequel prescrit que la conception, la mise en place, l'essai et l'exploitation d'un pipeline doivent respecter les dispositions applicables de la norme Z662, *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz naturel* de l'Association canadienne de normalisation, ainsi que tous autres codes, normes et devis techniques pertinents incorporés par renvoi dans cette norme.

Outre ce qui précède et dans la mesure du possible, M&NP a indiqué qu'elle uniformiserait la conception et l'aménagement général des quatre stations de compression. Ainsi, le personnel d'exploitation serait familiarisé avec toutes les stations, d'où un milieu de travail plus sécuritaire.

Opinion de l'Office

L'Office juge à sa satisfaction que les installations projetées seraient conçues, construites et exploitées conformément à la Loi, au RPT-99 et aux normes communément acceptées dans l'industrie.

Dans les Motifs de décision de l'instance GH-4-98, l'Office a établi certains principes généraux régissant la conception d'un pipeline. Par exemple :

> « Pour être judicieux, le modèle de conception d'un pipeline doit tenir compte d'une gamme de facteurs à la fois techniques et non techniques, dont la capacité nominale requise. Cette dernière est établie en fonction des besoins supplémentaires actuels du marché et de la croissance du marché dans la mesure où celle-ci peut être raisonnablement prévue. En règle générale, la conception d'un pipeline est le plus économique

> lorsqu'on en détermine la capacité d'après les besoins connus et précis du marché qu'il est censé desservir. On pourra tenir compte des besoins connus et à long terme en incorporant dans les critères de conception la capacité de reconfigurer ou d'agrandir facilement le pipeline lorsque les futurs besoins deviennent manifestes. Une fois la capacité nominale choisie, il est possible de déterminer la conception exacte des installations. »

Dans la présente instance, l'Office a entendu les témoignages et reconnu que l'agrandissement projeté aurait pour effet de surdimensionner les installations. Par contre, il a également entendu des témoignages voulant que ce surdimensionnement non seulement procurerait des avantages secondaires, mais – plus important encore – il cadre avec des plans d'expansion à long terme d'une manière raisonnable et selon un bon rapport coût-efficacité. Tel qu'il est indiqué dans l'instance GH-4-98, les besoins à long terme devraient être satisfaits en s'assurant qu'il sera possible d'agrandir les installations facilement. L'Office est d'avis que la conception proposée, qui aurait pour effet de fournir une puissance de compression supplémentaire d'environ 25 %, n'est pas inappropriée.

Par ailleurs, l'analyse détaillée et l'analyse de sensibilité de M&NP militent fortement en faveur de la conception de quatre stations. L'Office estime que cinq stations dotées chacune de deux groupes compresseurs de 7,5 MW seraient trop coûteuses et surdimensionnées pour justifier le surcroît de fiabilité.

En ce qui concerne la SC n° 4, l'Office juge qu'elle est nécessaire, peu importe laquelle des stations subit la plus grande chute de compression lorsqu'elle tombe en panne. D'autre part, l'Office croit qu'un compresseur de 15 MW convient à cette station car un compresseur de 7,5 MW ne suffit pas et qu'un bloc de puissance de 11,2 MW ne cadre pas dans les plans d'expansion à long terme.

L'Office croit que la conception proposée par M&NP établit un équilibre entre la fiabilité, les possibilités d'expansion et les coûts. Selon lui, la conception des quatre stations, qui seraient dotées chacune d'un groupe compresseur de 15 MW, répond suffisamment aux besoins actuels et futurs en matière d'acheminement du gaz vers les marchés intérieur et d'exportation.

Chapitre 4

Approvisionnement en gaz, transport, marchés et faisabilité économique

4.1 Approvisionnement en gaz

Comme il est précisé dans les *Directives concernant les exigences de dépôt* diffusées par l'Office en date du 22 février 1995, un demandeur qui souhaite obtenir une ordonnance aux termes de l'article 58 doit déposer deux sortes de renseignements sur l'approvisionnement en gaz : l'approvisionnement par l'expéditeur (en l'espèce les renseignements sur l'approvisionnement en gaz provenant de son projet extracôtier Deep Panuke); et l'approvisionnement global (l'étude intitulée *Gas Resource and Supply Study Scotian Basin Offshore Nova Scotia - A Study Prepared for Maritimes & Northeast Pipeline* [l'étude de GLJ] effectuée par Gilbert Launstsen Jung Associates Ltd.).

4.1.1 Approvisionnement en gaz du projet

Invoquant l'article 17 des *Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie (1995)*, M&NP a demandé à l'Office l'autorisation d'incorporer par renvoi dans sa demande toute la preuve sur l'approvisionnement en gaz et les marchés soumise par EnCana lors des instances relatives à la demande d'EnCana. Notamment, la preuve sur l'approvisionnement en gaz figure à l'onglet 2 (caractéristiques géologiques, géophysiques et pétrophysiques) et à l'onglet 3 (étude des gisements) du document du 2 mars 2002 d'EnCana intitulé *Deep Panuke Offshore Gas Development - Development Plan Volume 2* (mise en valeur du gaz extracôtier Deep Panuke - plan de mise en valeur, volume 2).

EnCana a fourni un tableau de distribution de la probabilité des réserves de gaz de Deep Panuke (tableau 4-1).

Tableau 4-1
Évaluation probabiliste des réserves - Champ Abenaki 5

P_{10} GIEP		P_{50} GIEP		P_{90} GIEP		GIEP prévu		Valeur prévue du GMEP	
$10^9 m^3$	$10^{12} pi^3$	$10^9 m^3$	$10^{12} pi^3$	$10^9 m^3$	$10^{12} pi^3$	$10^9 m^3$	$10^{12} pi^3$	$10^9 m^3$	$10^{12} pi^3$
43.7	1.6	31	1.1	22	0.8	33	1.2	26.3	0.9

P_{10} = 10 % de probabilité que la valeur sera égale ou supérieure à cette valeur
P_{50} = 50 % de probabilité que la valeur sera égale ou supérieure à cette valeur
P_{90} = 90 % de probabilité que la valeur sera égale ou supérieure à cette valeur
GIEP = Gaz initial en place
GMEP = Gaz marchand en place

EnCana s'est servie de la valeur prévue du GMEP pour élaborer une prévision de la production de gaz marchand, à laquelle il est fait référence dans l'étude de GLJ sous l'en-tête « Panuke » dans le

tableau 4-3. Comme EnCana l'a indiqué, cette prévision est fondée sur un essai d'écoulement de cinq jours que l'on a extrapolé pour obtenir un profil de production de 11 ans et demi. Il faudra attendre le début de la production pour mieux connaître toute la capacité du gisement. Aucune autre étude de la zone d'exploration récifale d'Abenaki de Deep Panuke n'a été soumise par les intervenants.

Les réponses aux demandes de renseignements et le contre-interrogatoire des témoins d'EnCana par le Nouveau-Brunswick ont porté principalement sur les activités de forage en cours dans les concessions qu'EnCana exploite ou dans lesquelles EnCana possède une participation, et sur les plans d'EnCana concernant l'avenir de ses permis.

M&NP a continué d'envisager du point de vue de l'approvisionnement global les réserves de gaz qui sous-tendent cette demande. En ce qui concerne les réserves de Deep Panuke, M&NP a insisté sur le fait qu'il n'y a pas eu de réduction des estimations de ressources découvertes dans le gisement Deep Panuke.

NSPI et Emera ont indiqué que la zone productive possible du champ Deep Panuke donne accès à un deuxième sous-bassin d'importance, la zone récifale d'Abenaki, dans le bassin extracôtier Néo-Écossais. Elles ont ajouté qu'EnCana assumera le risque d'approvisionnement et passera un contrat de transport garanti avec M&NP pour une période de dix ans.

Le Nouveau-Brunswick a fait remarquer qu'EnCana avait refusé de convertir les ressources non découvertes estimatives en prévisions d'approvisionnement en gaz commercial et qu'EnCana doit attendre d'avoir foré un puits d'exploration et passé en revue les résultats de ce forage avant d'évaluer le potentiel commercial d'une zone productive possible. Par conséquent, le projet de Deep Panuke d'EnCana ne pourrait fournir plus de 935 10⁹pi³ de gaz sur le réseau de M&NP puisqu'il produira 400 10⁹pi³ pour seulement trois ans avant que les taux de production n'accusent une chute marquée.

4.1.2 Approvisionnement global

Exception faite de l'étude de GLJ, les seuls renseignements concernant l'approvisionnement global ont été présentés par le Nouveau-Brunswick. Il s'agissait de la preuve écrite de MM. James Wright et Ian Atkinson à propos des caractéristiques géologiques et des réserves de gaz; elle avait été portée au dossier de l'instance MH-2-2002, mais n'a servie que d'aide au contre-interrogatoire dans la présente instance. Aucuns autres renseignements sur l'approvisionnement global n'ont été soumis par les intervenants.

L'étude de GLJ a fait état des ressources extracôtières estimatives réparties dans quatre zones d'exploration, comme l'illustre le tableau 4-2. À partir de ces estimations, on a élaboré une prévision du potentiel d'approvisionnement en gaz du bassin Néo-Écossais qui est présentée au tableau 4-3. Il est à noter que le tableau 4-3 reflète le profil de production résultant du plan de mise en valeur élaboré par EnCana pour le champ Deep Panuke.

Les intervenants ont examiné la preuve concernant la production globale prévisionnelle du bassin en étudiant la répartition des ressources telle qu'elle est présentée au tableau 4-3 (c.-à-d. Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable [SOEP], volets I et II, Autres licences de découverte importante [LDI], Panuke et Non découvertes). La prévision sur la production du champ Deep Panuke a été traitée dans la partie intitulée « Approvisionnement en gaz du projet ».

Tableau 4-2
Potentiel estimatif des ressources gazières commercialisables

Type de zone d'exploration	GLJ ($10^{12}pi^3$)	Faible ($10^{12}pi^3$)	Moyen ($10^{12}pi^3$)	Élevé ($10^{12}pi^3$)
Zones prouvées mûres (Missisauga/Mic Mac)	8	5	10,6	31,7
Zones prouvées embryonnaires (récif d'Abenaki)	4,9	0,5	4,9	15
Zones théoriques à court terme (à turbidite en eau profonde)	5	5	15	25
Zones théoriques à long terme (autres bassins)	0	0,3	3	17
Total	17,9	10,8	33,6	88,7

Tableau 4-3
Potentiel d'approvisionnement du bassin Néo-Écossais
(Gaz commercialisable en millions de pieds cubes par jour)

Année	SOEP volet 1	SOEP volet 2	Autres LDI	Panuke	Non découvertes	Total
2002	507					507
2003	507					507
2004	507					507
2005	507			300		807
2006	507			400		907
2007	507			400		907
2008	447	60		400	400	1 307
2009	346	161		325	400	1 232
2010	265	242		244	400	1 151
2011	260	247		183	400	1 090
2012	260	247		137	600	1 244
2013	260	247		103	630	1 240
2014	260	247		66	670	1 243
2015	208	234	65		710	1 217
2016	167	207	133		750	1 257
2017	137	170	200		790	1 297
2018	113	125	269		830	1 337
2019	94	77	299		870	1 340
2020	78	52	248		910	1 288
2021	67	37	210		950	1 264
2022	55	25	171		990	1 241
2023	48	19	131		1000	1 198
2024			103		1000	1 103
2025					1000	1 000
2026					1000	1 000
Production totale (10^9pi^3)	2 229	875	668	934	5 223	9 932

SOEP volet I et SOEP volet II

En réponse à une question du Nouveau-Brunswick, M&NP a reconnu que les producteurs du SOEP avaient réduit les réserves de 3,5 10^{12}pi^3 à 2,6 10^{12}pi^3 et que l'étude de GLJ était en cours d'exécution à ce moment-là. Toutefois, les prévisions ne reflètent ni la révision des réserves la plus récente ni le programme annoncé dernièrement selon lequel le champ Alma entrerait en production plus tôt que prévu. En contre-interrogatoire, GLJ a indiqué que le profil de production du SOEP aurait pour effet général de hâter le début de la baisse de production. Selon GLJ, les réductions éventuelles des réserves n'auront aucune incidence sur la production prévisionnelle à court terme.

Autres LDI

Dans son analyse des LDI, GLJ n'a inclus que les champs réputés économiquement productibles à court terme et à moyen terme[1]. Pour les besoins du test de viabilité économique, il a été supposé que l'infrastructure de SOEI serait accessible à mesure qu'il y aurait capacité tant dans la canalisation de transport de M&NP (dimensions établies pour SOEI seulement) que dans les installations de SOEI. En raison de cette contrainte économique, GLJ n'a inclus qu'environ 670 10^9pi^3 de la production provenant des autres LDI. S'il n'est pas tenu compte de cette contrainte économique, le total des ressources découvertes liées aux autres LDI s'élève à environ 1,0 10^{12}pi^3. Le chiffre estimatif de 1,0 10^{12}pi^3 ne comprenait aucune estimation du potentiel de ressources non découvertes liées aux champs faisant l'objet de LDI.

Ressources non découvertes

L'étude de GLJ incluait des ressources estimatives de 5,0 10^{12}pi^3 relativement à ses zones théoriques à court terme (à turbidite en eau profonde), chiffre qui d'après Canadian Superior se situait à l'extrémité inférieure de la plage de 5,0 10^{12}pi^3 à 25 10^{12}pi^3. Canadian Superior a fait remarquer en outre que si GLJ avait utilisé la valeur estimative moyenne, le potentiel de gaz ultime du bassin Néo-Écossais se serait élevé à 27,9 10^{12}pi^3 et non à 17,9 10^{12}pi^3, chiffre utilisé dans l'étude de GLJ.

Le contre-interrogatoire des témoins de M&NP par le Nouveau-Brunswick a fait ressortir les éléments de preuve supplémentaire suivants :

1. Taux de découverte historiques : le Nouveau-Brunswick a contesté le taux de 25 % utilisé par GLJ dans son étude, à la lumière des piètres résultats de forage obtenus au cours des 14 dernières années. GLJ a fait savoir que les taux de découverte historiques varient d'un minimum d'environ 5 à 10 % à un maximum de 40 %. Il est possible que les résultats médiocres aient eu une certaine incidence, mais pas suffisamment pour que GLJ ait à modifier l'estimation de 25 %, laquelle se fonde sur une moyenne à long terme.

2. Engagements au titre des travaux (ET) et investissements prévisionnels : dans son étude, GLJ a prévu 1,6 milliard de dollars pour chaque tranche de cinq ans d'une période de 25 ans, soit environ 8 milliards de dollars pour les 25 prochaines années. Le chiffre de 1,6 milliard est dérivé des ET minimaux liés à chacun des permis de prospection

---

[1] Le moyen terme a été défini comme étant 25 ans.

extracôtière actuels. Comme l'a révélé le contre-interrogatoire, certains montants ont certes été dépensés à ce jour, mais en contrepartie, il y a eu des exemples de dépassements d'ET. Ainsi, en ce qui concerne le permis de prospection (PP) 2360, dont l'ET s'élève à quelque 8 millions de dollars, deux puits ont été forés dernièrement (Musquodoboit et Queensland). Par ailleurs, EnCana dépensera plus de 80 millions de dollars pour l'acquisition de données sismiques et le forage du puits dans la concession visée par le permis LE 2380, dont l'ET est d'environ 1,2 million de dollars. M&NP a fait valoir qu'il faudrait considérer le chiffre de 1,6 milliard de dollars comme une estimation prudente.

3. Coûts de découverte : les coûts de découverte utilisés dans l'étude de GLJ sont de l'ordre de 0,65 $ le millier de pieds cubes, comparativement au chiffre de 0,78 $ utilisé par le Nouveau-Brunswick. GLJ a précisé que le chiffre de 0,65 $ convenait davantage parce qu'il ne tenait pas compte de 20 puits secs successifs forés lors des premières étapes du programme de mise en valeur.

4. D'après le Nouveau-Brunswick, l'annulation de la vente de terres au large de la Nouvelle-Écosse qui devait avoir lieu cette année remet en question l'extrapolation de GLJ concernant les dépenses futures de l'industrie. GLJ a rétorqué que c'était le résultat du calendrier très chargé des travaux que l'industrie doit réaliser dans les zones visées par les permis existants.

Le Nouveau-Brunswick a soutenu ce qui suit à propos de la preuve relative à l'approvisionnement en gaz global :

(i) les estimations de ressources non découvertes ne sont pas des prévisions d'approvisionnement;

(ii) la conversion des estimations de ressources non découvertes en estimations de l'approvisionnement en gaz réel ne donne pas de résultats fiables et l'Office ne devrait y accorder aucune importance;

(iii) en ce qui concerne l'approvisionnement en gaz, l'Office devrait appliquer une norme de faisabilité équivalente à celle qu'appliqueraient les conseils d'administration et les banques.

Dans sa réponse, M&NP a fait référence à la preuve d'EnCana selon laquelle l'industrie à l'échelle mondiale prend des décisions en fonction d'attentes fondées sur l'évaluation probabiliste du bassin en question.

4.2 Arrangements en matière de transport

EnCana propose de produire et de traiter le gaz naturel extrait du champ Deep Panuke et de le transporter à terre au moyen d'un gazoduc marin qui serait raccordé à la canalisation principale de M&NP près de Goldboro, en Nouvelle-Écosse. M&NP a indiqué qu'EnCana doit avoir accès à un marché liquide et diversifié capable d'absorber le volume de gaz nécessaire à la rentabilisation du projet Deep Panuke. EnCana a conclu des ententes conditionnelles avec M&NP pour le transport garanti sur les tronçons

canadien et américain du gazoduc. Ces ententes garantiront l'accès d'EnCana au marché du Nord-Est des États-Unis et lui permettront de transporter jusqu'à concurrence de 422 000 GJ/j (400 000 10^3Btu/j) de gaz naturel pendant une période contractuelle initiale de dix ans. M&NP a confirmé qu'EnCana serait responsable des droits liés à la capacité de 422 000 GJ/j pour toute la période de dix ans même si la production de Deep Panuke au cours de cette période pourrait être moindre. Aux termes du CTG, EnCana a le droit de prolonger la durée du contrat pour une période pouvant atteindre 23 ans.

L'article 1 du CTG permet à EnCana de réduire une seule fois d'au plus 211 000 GJ/j le volume maximal transportable quotidiennement. Plusieurs intervenants ont abordé la question de la période d'application de cette « clause de réduction ». D'après eux, les parties canadiennes supposaient qu'elles avaient jusqu'au 31 juillet 2003 avant que EnCana ne soit tenue de prendre un engagement définitif concernant les volumes de transport. Après cette date, EnCana demanderait aux éventuels acheteurs canadiens du gaz de Deep Panuke de lui rembourser les frais du transport sur le tronçon américain de M&NP jusqu'à Boston. Ces intervenants ont indiqué que même si l'attention avait été concentrée sur le 31 juillet 2003 étant donné qu'il s'agissait de la date ultime à laquelle EnCana pouvait se prévaloir de la clause de réduction, l'article 1 prévoyait également qu'EnCana pouvait effectuer sa réduction à une date antérieure. Selon la date à laquelle l'Office rendrait sa décision sur l'agrandissement, l'article 1 prévoyait que l'option de réduction pouvait être exercée à compter du 15 janvier 2003.

M&NP et EnCana ont confirmé qu'elles avaient entrepris des négociations de bonne foi en vue de modifier le CTG pour fixer la date de réduction unique au 31 juillet 2003 et qu'aucun autre changement important ne serait apporté aux modalités du CTG. M&NP a aussi confirmé que pour rassurer dans une certaine mesure les éventuels acheteurs canadiens de gaz de Deep Panuke du caractère non préjudiciable qu'aurait une décision rendue par l'Office avant le 31 juillet 2003, M&NP serait prête à accepter une condition suivant laquelle toute approbation de sa demande concernant les installations ne prendrait pas effet avant le 31 juillet 2003.

EnCana a donné suite à un engagement pris au cours de l'audience en déposant, par voie d'une lettre datée du 5 novembre 2002, une modification de la clause 1 du CTG; cette modification prévoit qu'EnCana a le droit de réduire son volume, mais seulement une fois, au plus tard le 31 juillet 2003.

M&NP a laissé entendre que la date limite du 31 juillet 2003, à elle seule, ne suffirait peut-être pas à donner plus de temps aux clients du marché intérieur de négocier avec EnCana. D'après M&NP, le processus de planification préparatoire à la construction de latéraux impose des dates butoirs que les clients éventuels du marché intérieur doivent respecter lorsqu'ils ont besoin d'avoir accès à de nouvelles installations d'envergure. Selon M&NP, les clients qui doivent signer un contrat de transport garanti avant la date de mise en service ont environ deux ans pour le faire s'il s'agit d'un latéral de courte distance, et environ trois ans si le latéral est plus long. M&NP en a conclu que les clients du marché intérieur ayant besoin d'avoir accès à de nouvelles installations qui seraient mises en service à la fin de 2005 ont tout intérêt à faire savoir dès maintenant à M&NP s'ils ont pris des engagements d'approvisionnement.

EnCana a souligné que la poursuite du projet Deep Panuke dépend de services de transport qui garantissent l'acheminement du gaz de Deep Panuke vers les marchés. Elle a soutenu qu'il était essentiel que l'Office approuve la demande de M&NP pour que la découverte du champ Deep Panuke assure des retombées à EnCana, à la Nouvelle-Écosse, aux expéditeurs actuels et aux consommateurs canadiens.

La Nouvelle-Écosse a prié l'Office avec instance de continuer de trouver des solutions inédites aux circonstances particulières que soulève la mise en valeur du bassin Néo-Écossais. Selon elle, la clause de réduction du CTG est un élément souhaitable pour les clients canadiens éventuels dont les marchés se sont développés à un point tel qu'ils peuvent utiliser le gaz de Deep Panuke. Elle a souligné néanmoins que cette clause provoque une certaine incertitude quant aux volumes qui seront acheminés sur le marché intérieur et le marché d'exportation grâce à l'agrandissement visé par la demande.

4.3 Marchés

4.3.1 Demande de gaz naturel

EnCana prévoit vendre le gaz naturel transporté sur le réseau de M&NP sur les marchés du Canada, de la Nouvelle-Angleterre et de New York. Pour déterminer si l'agrandissement proposé est nécessaire, M&NP a confié à Navigant Consulting Inc. (Navigant) le mandat d'établir des prévisions sur la demande de gaz naturel et d'évaluer les solutions d'approvisionnement possibles de même que les réseaux de transport qui desservent ces marchés. D'après l'étude de Navigant, le marché du Canada et celui du Nord-Est des É.-U. pourraient absorber la capacité résultant de l'agrandissement pendant toute la durée de vie économique des installations. Les principales conclusions de Navigant sont les suivantes :

a) les marchés des Maritimes et de la Nouvelle-Angleterre auront besoin de capacité pipelinière supplémentaire d'ici 2005 et la demande devrait continuer de croître pendant toute la période de prévision;

b) même après la mise en service des installations de la phase IV de M&NE, on prévoit que la Nouvelle-Angleterre aura besoin d'une capacité supplémentaire de 100 10^6pi^3/j en 2005;

c) à l'échéance de la période initiale des contrats d'EnCana, il est prévu que la Nouvelle-Angleterre aura besoin en 2015 d'une capacité d'environ 450 10^6pi^3/j de plus que celle des installations de la phase IV;

d) la capacité pipelinière de pointe dans le Canada atlantique sera déficitaire pendant toute la période de prévision. De 2005 à 2030, ce déficit devrait passer de 140 10^6pi^3/j à près de 450 10^6pi^3/j.

M&NP a fait valoir que l'appel de soumissions qu'elle a tenu à l'automne de 2001 avait également démontré que la capacité supplémentaire serait utilisée pendant la durée de vie économique des installations et qu'un autre agrandissement serait nécessaire dans un proche avenir. Au cours de l'appel d'offres, M&NP a reçu 18 demandes pour d'éventuels services de transport entre 2004 et 2006. Ces demandes visaient environ 1 237 600 GJ/j (1 173 000 10^6Btu/j) de la part de producteurs et 673 100 GJ/j (638 000 10^6Btu/j) de la part d'utilisateurs finals, pour des contrats d'une durée allant jusqu'à 25 ans. Dix des 18 demandes provenaient d'utilisateurs finals du Canada pour un total de 483 750 10^6Btu/j. Bien qu'aucune de ces demandes n'ait atteint le degré de viabilité qui permettrait de dépasser le stade de conception du projet, M&P a souligné qu'elle traiterait les demandes de service comme le prévoit son procédé habituel.

À l'automne 2001, M&NP a sondé tous ses clients existants afin de déterminer si une remise de capacité sur le marché pallierait à une partie de la demande d'installations supplémentaires; elle a déterminé qu'aucune capacité ne pouvait être mise à disposition pour les volumes d'EnCana.

4.3.2 Accès du marché intérieur au gaz de Deep Panuke

M&NP a indiqué dans sa demande que PanCanadian (devenue EnCana) vendrait son gaz naturel à PanCanadian Energy (devenue EnCana Energy Services Inc.) aux États-Unis. En réponse à une demande de renseignements soumise par l'Office, M&NP a fait valoir qu'on l'avait informé qu'EnCana n'entretient aucune discussion actuellement avec les clients des É.-U. au sujet de la vente de gaz de Deep Panuke et qu'EnCana a l'intention de vendre du gaz dans le marché du Nord-Est des É.-U. par voie de contrats à court terme. M&NP a ajouté qu'EnCana discute actuellement de la vente de gaz de Deep Panuke avec des clients canadiens et qu'elle est disposée à vendre ce gaz aux clients canadiens à des conditions équivalentes à celles qui ont cours sur le marché d'exportation, y compris le prix. D'après M&NP, même si EnCana n'avait pas encore décidé définitivement sur quel marché elle allait vendre le gaz, la preuve concernant le marché du Nord-Est des É.-U. et les marchés intérieurs est convaincante et montre que ce gaz est bel et bien en demande sur l'ensemble de ces marchés.

M&NP a reconnu l'importance des livraisons éventuelles sur le marché canadien et que, même si les marchés du Nord-Est des É.-U. et du Canada atlantique sont différents sur le plan régional, certains des défis auxquels le marché intérieur est confronté peuvent être atténués par la Politique relative aux latéraux de M&NP, laquelle prévoit une subvention pour la construction de latéraux sur le marché intérieur. M&NP a fait remarquer en outre que le concept des quatre stations est la solution optimale pour répondre à la demande du marché d'exportation et, jusqu'à concurrence de 400 000 10³Btu/j, sur les marchés intérieurs éventuels. M&NP a indiqué que c'est à EnCana qu'il appartient de déterminer la destination finale du gaz par voie de négociations avec les utilisateurs éventuels. Selon M&NP, le marché fonctionne et elle construirait les installations requises pour relier la source d'approvisionnement aux marchés.

M&NP a fait valoir qu'elle poursuit des pourparlers avec les promoteurs du projet PEI (Maritime Electric et PEI Energy Corporation) en vue de la construction d'un latéral qui serait raccordé à la canalisation principale de M&NP pour desservir l'Île-du-Prince-Édouard. M&NP a indiqué que même si elle avait terminé, au niveau conceptuel, ses devis estimatifs concernant le latéral, il lui restait à préciser ses évaluations de coûts. Un CTG signé, la preuve d'un approvisionnement en gaz suffisant et une entente sur les aspects économiques seraient nécessaires pour faire passer le projet à l'étape d'aménagement suivante. M&NP a laissé entendre que le latéral PEI était celui dont le potentiel d'aménagement était le meilleur parmi les différents latéraux du marché intérieur actuellement au stade conceptuel, et elle a dit croire que les ententes nécessaires pour faire avancer le projet à l'étape suivante pourraient être signées d'ici la fin de 2002.

M&NP a confirmé qu'elle avait entamé des discussions préliminaires avec les parties au sujet de la construction de latéraux vers la vallée de l'Annapolis et le comté de Pictou, en Nouvelle-Écosse. D'après M&NP, le potentiel de demande dans ces régions est lié à la production d'électricité au gaz naturel et aux charges d'alimentation de procédés industriels. Elle a fait savoir que les promoteurs des projets de latéraux vers le nord-est et le nord-ouest du Nouveau-Brunswick avaient mis leurs plans en veilleuse et

que la question de l'approvisionnement en gaz de la centrale nucléaire de Point Lepreau n'avait été abordée que superficiellement à ce jour.

EnCana a souligné que son objectif était de conclure une entente avec un ou plusieurs clients canadiens en vue de l'achat de gaz de Deep Panuke. EnCana a reconnu qu'il est conforme à l'intérêt des Canadiens d'avoir accès au gaz naturel et qu'elle continue de vouloir vendre du gaz de Deep Panuke aux acheteurs du Canada dans la mesure où elle peut négocier des conditions mutuellement acceptables et convenables sur le plan commercial.

EnCana a indiqué que même si le profil de production de Deep Panuke ne se prête pas à des ventes à long terme, elle négocie avec des acheteurs canadiens et discute avec eux de différents rabais pour compenser les risques, parce qu'elle souhaite satisfaire les intérêts des Canadiens. EnCana a soutenu que la clause de réduction du contrat de transport a été prévue pour le bien des acheteurs canadiens. Elle a indiqué qu'elle s'était engagée à négocier avec M&NP en vue de fixer la date de réduction au 31 juillet 2003 et a laissé entendre qu'elle l'avait fait afin de profiter du délai maximum prévu au contrat pour satisfaire les intérêts des Canadiens et conclure des ententes avec les acheteurs du marché intérieur.

L'Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP) a fait valoir que l'accès aux marchés était essentiel à la mise en valeur d'approvisionnements supplémentaires depuis le bassin Néo-Écossais, et que sans la mise en valeur de ces approvisionnements supplémentaires, les possibilités d'expansion du marché gazier des Maritimes seraient limitées d'autant. Selon la CAPP, bien que le marché du Nord-Est des É.-U. soit le marché d'ancrage pour le gaz du bassin Néo-Écossais, certaines indications donnaient à penser que les besoins des clients du marché intérieur étaient un facteur de l'avancement du dossier des installations proposées. Les négociations avec les consommateurs d'énergie du marché intérieur se poursuivaient et les contrats de transport définitifs entre M&NP et EnCana refléteraient les résultats de ces négociations.

Maritime Electric a souligné que les discussions avec M&NP avaient débouché sur une entente globale au sujet de la construction du latéral PEI. L'étape suivante est l'acquisition d'approvisionnements en gaz. Bien que Maritime Electric négociait avec un certain nombre de parties, aucune entente d'approvisionnement n'avait encore été conclue. Maritime Electric s'est dit raisonnablement satisfaite du déroulement des négociations et qu'elle était d'un optimisme prudent quant à la conclusion d'une entente d'approvisionnement.

Maritime Electric a fait remarquer que si elle n'arrivait pas à s'entendre avec les producteurs du bassin Néo-Écossais avant qu'EnCana n'exerce son option de réduction des volumes de transport, pour laquelle la date limite est le 31 juillet 2003, elle s'attendait à devoir payer le droit de M&NE pour le transport entre St. Stephen et Dracut, au Massachusetts. Maritime Electric a maintenu que cela représenterait une majoration de plus de 20 % du coût de son approvisionnement en gaz et, par conséquent, une hausse de 10 à 15 % du coût de l'électricité qu'elle produit, de sorte que son projet ne serait pas rentable.

NSPI et Emera ne croyaient pas que la demande de M&NP nuirait à leurs négociations futures à propos d'une hausse de leur niveau de service gazier. Elles ont laissé entendre qu'elles auraient jusqu'au 31 juillet 2003 elles aussi pour négocier leurs approvisionnements avec EnCana. Elles ont ajouté qu'au lieu de contester les nouveaux projets, de nombreux intéressés reconnaissent qu'il faut encourager la construction d'infrastructures et la mise en valeur des ressources extracôtières.

Énergie NB a fait part de ses préoccupations en ce qui concerne le prix et la disponibilité de gaz naturel pour les clients du marché intérieur. Selon elle, l'emprise sur le marché pourrait être utilisée pour hausser le prix du gaz dans les Maritimes. Énergie NB a confirmé par la suite qu'elle n'avait aucune preuve de l'exercice d'une emprise quelconque sur le marché en ce qui concerne les prix des contrats existants, mais que selon elle, il y avait tout lieu de croire que c'était le cas pour les négociations en cours sur l'approvisionnement en gaz. Énergie NB a allégué qu'une question de profit incite les producteurs à expédier la totalité du gaz du bassin Néo-Écossais jusqu'à Dracut plutôt que d'en réserver une partie quelconque pour les clients canadiens. Elle croit que les clients canadiens pourraient être privés de ce gaz ou qu'il serait mis en vente uniquement à des prix plus élevés destinés à récupérer le coût des rentrées nettes perdues en raison d'un agrandissement moins important que prévu sur le marché américain. Les Canadiens paieraient alors davantage que les clients des É.-U. pour du gaz de même origine.

La Nouvelle-Écosse a soutenu que les besoins en gaz d'Énergie NB étaient loin d'être précisés et qu'il n'était pas du tout certain que cette dernière soit en mesure d'organiser un projet qui serait prêt à la date de réduction des volumes, c'est-à-dire le 31 juillet; elle a fait valoir ensuite les nombreux obstacles et toutes les étapes qu'Énergie NB aurait à franchir pour s'assurer un approvisionnement en gaz et obtenir la construction d'un latéral. La Nouvelle-Écosse a allégué en outre que même si Énergie NB avait besoin de plus de gaz depuis un certain temps, elle n'avait fait qu'aborder le sujet superficiellement avec EnCana et ce, au cours des derniers jours seulement.

D'après la Nouvelle-Écosse, le projet de Maritime Electric ne devrait pas être retardé pendant qu'Énergie NB tente de mettre sur pied son propre projet et elle a indiqué qu'Énergie NB ne recherchait aucun traitement particulier au-delà du 31 juillet 2003.

Î.-P.-É. a souligné l'optimisme d'EnCana qui affirmait pouvoir conclure une entente d'approvisionnement en gaz avec Î.-P.-É. dans les quatre à six semaines suivantes. Elle a indiqué qu'il s'agissait d'un point d'importance critique pour deux raisons. Premièrement, cela permettrait à Î.-P.-É. d'obtenir une garantie d'approvisionnement bien avant la date d'échéance de la clause de réduction d'EnCana, soit le 31 juillet 2003, et d'éviter ainsi les conséquences négatives sur les droits qui autrement en découleraient. Deuxièmement, Î.-P.-É. doit passer un CTG avant la fin de l'année civile 2002 pour que M&NP ait trois ans pour achever la conception des installations du latéral, demander à l'Office les autorisations nécessaires et enfin, construire le latéral. Elle a souligné que M&NP avait affirmé dans son témoignage qu'il s'agissait d'un calendrier réaliste compte tenu des efforts consacrés par toutes les parties pour négocier un CTG avant la fin de l'année civile. Î.-P.-É. a affirmé en terminant que les négociations se poursuivaient de manière équitable et que tout délai d'approbation de la demande irait à l'encontre de ses intérêts.

Le Nouveau-Brunswick a soutenu que l'Office devrait prévoir un délai raisonnable, d'une part pour que les Canadiens puissent négocier l'achat de gaz et les arrangements relatifs au transport et, d'autre part, pour donner le temps à M&NP de tenir compte de ces arrangements dans sa demande. Le Nouveau-Brunswick a souligné que Maritime Electric n'avait pu négocier un contrat d'achat de gaz et qu'elle n'était toujours pas en mesure de conclure un CTG avec M&NP en vue de la construction d'un latéral jusqu'à l'Île-du-Prince-Édouard. Il a ajouté qu'Énergie NB est davantage intéressée à acheter du gaz depuis quelque temps parce que la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick avait décidé dernièrement qu'elle ne recommanderait pas la remise à neuf de la centrale nucléaire de Point Lepreau.

Le Nouveau-Brunswick s'est dit préoccupé de ce que M&NP n'avait pas prévu de plan conceptuel préliminaire pour un latéral vers le nord-ouest du Nouveau-Brunswick dans le cadre de sa planification de l'agrandissement des installations proposé. Il a allégué que les installations Nord-Ouest faisaient partie de ses plans, mais que rien ne prouvait que l'agrandissement proposé par M&NP prévoyait un latéral jusqu'au nord-ouest du Nouveau-Brunswick.

4.4 Faisabilité économique

M&NP a fait valoir dans sa preuve que les installations proposées seraient rentables selon une variété d'hypothèses et de scénarios. Elle a soutenu que l'agrandissement aurait l'avantage de réduire le montant des droits payés actuellement par les expéditeurs et que les économies ainsi réalisées au cours des dix premières années seraient supérieures au coût du service de l'agrandissement entre la onzième et la vingt-cinquième année de sa vie économique. Les expéditeurs en profiteraient, que M&NP construise les installations visées par la demande ou celles qui seraient nécessaires si la capacité était réduite à 211 000 GJ/j. M&NP considérait que les hypothèses utilisées pour calculer la valeur actualisée nette étaient prudentes, puisqu'il était supposé que le CTG d'EnCana ne serait pas renouvelé au bout des dix premières années et que les installations supplémentaires continueraient de faire partie de la base tarifaire. L'analyse de la valeur actualisée nette effectuée par M&NP est présentée au tableau 4-4.

Tableau 4-4
Analyse de la valeur actualisée nette par M&NP

	Avantages actualisés	Coûts à la valeur actuelle	Valeur actualisée nette
Taux d'actualisation de 10,86 %	**Années 1 à 10**	**Années 11 à 25**	
Scénario de référence 422 000 GJ/j	233,9 $	(61,3 $)	172,6 $
Capacité réduite 211 000 GJ/j	160,9 $	(35,4 $)	125,5 $
Taux d'actualisation de 7 %			
Scénario de référence 422 000 GJ/j	268,4 $	(104,6 $)	163,9 $
Capacité réduite 211 000 GJ/j	184,8 $	(60,3 $)	124,5 $

Bien que le CTG d'EnCana prévoie une durée initiale de dix ans, M&NP a proposé que les installations supplémentaires soient amorties sur une période de 25 ans. Elle a fait valoir que malgré cette période d'amortissement de 25 ans, les recettes tirées du CTG de dix ans d'EnCana permettraient de recouvrer amplement le coût des installations proposées quel que soit le scénario d'agrandissement retenu. S'agissant de l'agrandissement de 422 000 GJ/j, M&NP prévoit qu'elle recevrait d'EnCana, en dix ans, 734 millions de dollars en frais liés à la demande, soit une valeur actualisée nette de 463 millions de dollars. M&NP a indiqué que le montant élevé des avantages dont profiteraient les expéditeurs existants était attribuable à la contribution proportionnelle d'EnCana à la base tarifaire actuelle de M&NP. M&NP a soutenu que les droits d'une valeur actualisée de 463 millions de dollars qu'EnCana devra payer

correspond à près de deux fois et demie le coût prévisionnel de 190 millions de dollars que représenterait le scénario d'agrandissement de 422 000 GJ/j.

M&NP a soutenu que l'avantage financier net réduirait le risque auquel les expéditeurs existants sont exposés. De plus, étant donné que nombre des contrats d'expéditeurs existants seront échus avant celui d'EnCana, ces expéditeurs existants ne recevraient des avantages qu'à la suite de l'agrandissement.

Bien qu'une hypothèse ayant servi à l'analyse de la valeur actualisée nette suppose que le CGT de dix ans d'EnCana ne serait pas renouvelé, M&NP a laissé entendre que les installations supplémentaires seront utilisées adéquatement pendant leur durée de vie économique et que l'agrandissement, ainsi que l'abaissement correspondant des droits, aiderait à la poursuite de la mise en valeur des sources d'approvisionnement de la côte Est et à l'expansion du marché du gaz naturel dans les Maritimes.

NSPI et Emera ont appuyé la demande de M&NP et ont indiqué que la construction de nouvelles installations permettra de poursuivre la mise en valeur des sources de gaz néo-écossais tout en procurant des avantages aux expéditeurs existants. Elles ont souligné qu'EnCana assumerait le risque d'approvisionnement et que les droits payables par EnCana pendant les dix années initiales du contrat, qu'il s'agisse du scénario de référence ou du scénario de capacité réduite, couvriraient amplement le coût des installations et procureraient un avantage net aux expéditeurs existants. Selon NSPI et Emera, d'après les études sur l'offre et la demande déposées, il est fort probable que les installations continueraient d'être utilisées pendant toute leur durée de vie économique.

Le East Coast Producer Group n'était pas opposé à l'agrandissement proposé, mais s'est dit favorable à un processus qui obligerait M&NP à déposer une description détaillée des installations et des facteurs économiques résultant de toutes modifications, permettrait aux intervenants intéressés de commenter ces modifications et, dans la mesure où il serait approprié, et mènerait à un processus supplémentaire de l'Office pour traiter de ces modifications. Dans le même ordre d'idées, J.D. Irving, Limited s'est dit favorable à l'agrandissement, tout en soulignant que si EnCana décidait d'effectuer une réduction importante de ses volumes en vertu du CTG avant la date d'échéance du 31 juillet 2003, les parties intéressées devraient avoir l'occasion de passer en revue et de commenter les hypothèses financières révisées afférentes à l'agrandissement. KeySpan Delivery Companies a donné son appui à l'agrandissement des installations proposé et a prié l'Office avec insistance de ne pas accorder d'importance indue à des scénarios ou projets hypothétiques afin que le bassin Néo-Écossais puisse être mis en valeur dans des délais réalistes.

La Nouvelle-Écosse a appuyé la demande de M&NP et a indiqué que les installations augmenteraient la capacité du réseau principal pour la desserte de marchés des Maritimes et fourniraient le stimulant nécessaire pour l'aménagement d'infrastructures sur le marché intérieur. Selon elle, l'engagement d'EnCana pour des services de transport sur dix ans était important, et il inciterait EnCana et d'autres parties à investir les fonds d'exploration et de mise en valeur nécessaires au développement du potentiel de ressources non découvertes du bassin Néo-Écossais. Elle a soutenu qu'il s'ensuivrait une plus grande liquidité et qu'il serait plus facile de découvrir les prix, de sorte que les préoccupations exprimées au cours de l'instance MH-2-2002 sur un bon nombre des caractéristiques d'un bassin naissant seraient ainsi prises en compte.

Opinion de l'Office

L'Office détermine habituellement la faisabilité économique d'un projet en évaluant dans quelle mesure il est probable que les installations visées par la demande seront utilisées à un niveau raisonnable durant leur vie économique et que les frais liés à la demande pour ces installations seront payés. Pour ce faire, l'Office tient compte d'un certain nombre de facteurs, soit l'approvisionnement en gaz d'un projet particulier et l'approvisionnement global, les arrangements relatifs au transport, les marchés, la concurrence éventuelle et les effets de toute hausse des droits causée par l'agrandissement.

En l'espèce, la seule source d'approvisionnement de projet particulier citée par le demandeur est le champ Deep Panuke d'EnCana. L'Office constate que les prévisions relatives à ce champ indiquent une baisse de production après seulement quelques années et que dès la dixième année, il produira moins de 20 % des volumes transportés sur le réseau de M&NP en vertu de contrats. S'il fallait compter uniquement sur le champ Deep Panuke, il serait difficile d'affirmer hors de tout doute que les installations seraient utilisées à un degré raisonnable. Toutefois, l'Office croit qu'il faut considérer l'approvisionnement d'un projet particulier en examinant le contexte global, y compris la capacité productive du bassin, la capacité de M&NP de concurrencer les autres transporteurs pour de nouveaux approvisionnements, les caractéristiques économiques favorables de l'agrandissement en question et l'engagement d'EnCana pour assumer tout risque d'approvisionnement durant les dix premières années.

En ce qui concerne l'approvisionnement global, l'Office n'est pas disposé, comme le Nouveau-Brunswick l'a demandé, à n'accorder aucune importance aux études sur l'approvisionnement global. Bien que les estimations du potentiel ultime de ce bassin naissant varient énormément de l'une à l'autre, même la plus prudente prévoit un volume de loin supérieur aux réserves qui seraient nécessaires pour que le taux d'utilisation des installations supplémentaires de M&NP soit élevé. Les producteurs ont pris des engagements considérables au titre des travaux relativement aux permis de prospection existants et EnCana, notamment, est intéressée à poursuivre ses activités de prospection compte tenu des frais liés à la demande auxquels elle s'est engagée auprès de M&NP. L'Office reconnaît que l'approvisionnement est plus incertain lorsqu'un bassin en est aux premières étapes d'exploration et de mise en valeur que lorsqu'il est mûr. D'autre part, la mise en place d'une infrastructure pipelinière en temps opportun peut constituer un facteur d'intéressement lorsque l'industrie planifie de poursuivre les travaux d'exploration. L'Office reconnaît que M&NP pourrait devoir livrer concurrence à d'autres entreprises pour le transport de nouveaux approvisionnements. Or, à titre de propriétaire d'un pipeline bien établi qui dessert un carrefour commercial liquide, M&NP devrait être en mesure d'obtenir sa part des approvisionnements.

Par conséquent, l'Office a déterminé à sa satisfaction que l'étude sur l'approvisionnement global, y compris le gaz de Deep Panuke, montre qu'il est raisonnable de s'attendre à ce que les ressources gazières extracôtières de la Nouvelle-Écosse soient mises en valeur dans des conditions économiques favorables avec le temps.

L'existence d'un contrat de transport à long terme pour la totalité de la capacité nouvelle prouve elle aussi que les installations seraient utilisées à un niveau raisonnable pendant la durée de leur vie économique et que les frais liés à la demande seraient payés. L'Office est d'avis qu'il faut accorder une importance considérable à l'engagement d'EnCana pour le paiement des frais liés à la demande découlant du CTG qu'elle a conclu avec M&NP. Cet engagement financier de 734 millions de dollars, quel que soit le volume transporté, ne peut qu'inciter fortement EnCana à poursuivre les activités d'exploration, de mise en valeur et de production qui lui permettront d'utiliser la capacité de transport de gaz à laquelle elle aurait droit sur les installations proposées.

En ce qui concerne les marchés, l'Office constate qu'aucun intervenant n'a remis en question la preuve de M&NP sur l'existence d'une demande de gaz à long terme. L'Office juge à sa satisfaction que la demande de gaz dans les marchés du Nord-Est des É.-U. et des Maritimes serait suffisante pour soutenir la capacité supplémentaire proposée sur la durée de vie économique des installations.

Dans sa décision GH-6-96, l'Office avait souligné qu'un des principaux objectifs des projets du SOEP et de M&NP était de permettre aux marchés des Maritimes d'avoir accès au gaz naturel. L'Office reconnaît la nécessité d'une plus ample mise en valeur du potentiel du bassin Néo-Écossais de façon à ce que des approvisionnements supplémentaires de gaz naturel deviennent disponibles. En ce qui concerne la présente demande, l'Office est d'avis qu'un des principaux avantages qu'offrent les installations proposées est la capacité de mettre en valeur d'autres réserves de gaz néo-écossais. En outre, l'Office est conscient du fait qu'EnCana et M&NP ont pris l'engagement de faire progresser le dossier quant aux besoins des utilisateurs de gaz sur le marché intérieur.

Enfin, pour ce qui est de la faisabilité économique, l'Office constate que M&NP recevra 734 millions de dollars d'EnCana en frais liés à la demande pour dépenser 191 millions de dollars en coûts d'installations supplémentaires. Qu'il s'agisse du scénario de base ou du scénario de capacité réduite, les droits payables par EnCana pour le volume contractuel sur la période de dix ans suffiraient amplement à couvrir le coût des installations et à procurer un avantage net aux expéditeurs existants. Si les installations étaient agrandies conformément au scénario de référence, la capacité du réseau serait presque doublée tandis que les droits payés par les expéditeurs existants diminueraient d'environ un tiers par rapport aux montants qui seraient imposés si rien n'était fait. L'Office accepte la preuve de M&NP selon laquelle les avantages revenant aux clients existants en raison des économies de droits l'emportent sur le coût du service lié à l'agrandissement proposé pendant toute la durée de sa vie économique, même si le CTG d'EnCana n'était pas renouvelé et les volumes de transport n'étaient pas remplacés au terme des dix premières années d'exploitation.

En conclusion, l'Office juge que les installations proposées seraient utilisées à un niveau raisonnable pendant leur durée de vie économique et que les frais liés à la demande qui en découlent seraient payés.

Chapitre 5

Questions foncières, consultations et questions environnementales et socio-économiques

5.1 Questions foncières

M&NP a demandé d'être exemptée, aux termes de l'article 58 de la Loi, des exigences des paragraphes 31(c) et (d) et de l'article 33. L'exemption aurait pour effet de soustraire M&NP à l'obligation de déposer des plans, profils et livres de renvoi pour les installations projetées. Les besoins en terrains et l'emplacement des installations projetées sont illustrés au tableau 5-1.

En ce qui concerne les quatre stations de compression, M&NP a indiqué que, conformément à l'article 87 de la Loi, des avis avaient été signifiés et que les propriétaires fonciers avaient signé une option d'achat pour la vente des terrains nécessaires à M&NP. Dans le cas de la SC n° 3 de New Canaan, le ministère des Ressources naturelles et de l'Énergie du Nouveau-Brunswick a amorcé des démarches administratives en vue de transférer la propriété du site projeté à M&NP et de transférer les droits à Énergie NB pour une ligne sur poteaux qui livrerait l'électricité au site.

M&NP a indiqué que la SCTP serait située au point terminal ou à proximité du point terminal des installations terrestres d'EnCana et en aval de l'actuelle station de comptage de SOEI. La SCTP serait construite en même temps que les installations d'EnCana, et M&NP et EnCana travailleraient de concert avec la municipalité du district de Guysborough pour déterminer les dimensions finales des sites et les conditions d'accès. De plus, M&NP et EnCana ont convenu que la route d'accès à la SCTP jouxterait ou chevaucherait la servitude du gazoduc d'EnCana. La municipalité de Guysborough a produit une lettre signifiant qu'elle ne s'opposait pas à la SCTP.

M&NP a indiqué qu'elle travaillait avec EnCana pour déterminer un emplacement convenable pour un raccordement à son réseau. C'est EnCana qui pour l'essentiel a choisi le tracé de son gazoduc terrestre à partir du rivage jusqu'au point de rencontre du gazoduc de M&NP. Avant le début de l'audience, M&NP a communiqué avec EnCana, qui a confirmé que le tracé est toujours assujetti aux travaux détaillés sur le relevé topographique. M&NP a indiqué que pour l'heure il est toujours à-propos de dire que le tracé se trouve dans le couloir proposé par EnCana.

Dans l'éventualité où le tracé final d'EnCana dévierait sensiblement du couloir proposé, la SCTP et la route d'accès de M&NP pourraient s'écarter elles aussi de ce couloir. Lorsque la décision définitive aura été prise concernant l'emplacement du site, la route d'accès et le type d'entente sur les terrains qui sera nécessaire, M&NP déposera à l'Office l'avis prescrit par l'article 87 de la Loi.

M&NP a fait remarquer que l'emplacement des quatre stations de compression et de la SCTP n'avait pas été remis en question au cours de l'audience. M&NP a mené des consultations en profondeur auprès du public et a pû réfuter avec satisfaction toutes les questions soulevées durant ce processus. Les propriétaires fonciers directement concernés ont soit signé des options, soit accepté en principe de

fournir les terrains nécessaires à M&NP. Selon celle-ci, l'absence d'intervention, d'opposition ou de préoccupation émanant des parties concernées signifie qu'elles appuient les exemptions demandées.

Tableau 5-1
Besoins en terrains et emplacements

Installations	Superficie	Emplacement
Concord, SC n° 1	± 16,4 hectares (40,6 acres)	À la BK 107,3, environ 15 km au sud de New Glasgow/Westville/ Stellarton, près de Concord (N.-É.)
Amherst Head, SC n° 2	± 20,2 hectares (50 acres)	À la BK 224,2, environ 24 km au nord-est de Amherst (N.-É.)
New Canaan, SC n° 3	± 20,2 hectares (50 acres)	À la BK 344,5, comté de Westmorland, dans une zone reculée constituée de terrains appartenant à la Couronne, environ 16 km au nord de la Route 112
Tracyville, SC n° 4	± 13,1 hectares (32,4 acres)	À la BK 475,5, environ 20 km au sud de Fredericton
Goldboro 2	± 60 m X 85 m (197 pi X 279 pi)	En aval de l'actuelle station de comptage de Goldboro, comté de Guysborough, en Nouvelle-Écosse, au point de raccordement du futur gazoduc terrestre d'EnCana et de l'actuelle canalisation principale de M&NP à la BK 1.1

Opinion de l'Office

L'Office accepte les raisons invoquées par M&NP pour déterminer l'emplacement des installations projetées et les besoins en terrains pour chacune des stations de compression et la SCTP. L'Office constate que l'emplacement définitif de la SCTP, de la route d'accès et de la ligne de transport d'électricité sont subordonnés à l'approbation du tracé détaillé du tronçon proposé par EnCana pour le gazoduc terrestre du projet Deep Panuke. Comme le tracé de la ligne de transport de la SCTP de Goldboro 2 et de la route d'accès n'est pas finalisé, M&NP serait tenue de déposer auprès de l'Office, avant la construction, une évaluation environnementale propre au site qui comprendrait les modifications, le cas échéant, de l'emplacement des sites ou des besoins en terrains, comme le prévoit la condition 12 de l'ordonnance (voir l'annexe II).

En étudiant l'opportunité d'accorder les exemptions demandées par M&NP, l'Office a constaté que M&NP a déjà acquis les droits fonciers pour les stations de compression et que la municipalité de Guysborough a produit une lettre signifiant qu'elle ne s'opposait pas à la SCTP. De plus, M&NP a dit qu'elle accepterait une condition l'obligeant à démontrer à l'Office, avant la construction, que tous les droits fonciers requis ont été obtenus pour les installations et les ouvrages auxiliaires. L'Office juge que le processus d'acquisition des terrains est bien avancé et il estime que la condition 3 de l'ordonnance (voir l'annexe II) protégerait les droits des propriétaires fonciers qui n'ont pas signé d'entente de servitude.

5.2 Préavis public

M&NP a indiqué qu'entre les mois de septembre 2001 et janvier 2002 elle avait mis en place un vaste programme de notification et de consultation du public. Le programme avait pour but de présenter le projet, d'obtenir des renseignements auprès de ceux qui connaissent le mieux la région en vue de recenser toutes contraintes susceptibles d'influer sur le choix des sites, de relever les problèmes et les préoccupations, de recueillir des données pertinentes pour être à même de prendre des décisions judicieuses, notamment sur le choix des sites, et de faciliter la résolution de problèmes et la communication sur une base permanente.

M&NP a précisé que son programme de consultation du public comprenait au moins deux séries d'assemblées portes ouvertes réservées à la population en général, ainsi que des assemblées portes ouvertes distinctes pour les communautés autochtones des environs, sans compter plusieurs autres séances et rencontres d'information. Le demandeur a également pris contact et tenu des rencontres avec les propriétaires fonciers et les représentants des organismes de réglementation de la région, les municipalités, les Premières Nations et d'autres intervenants.

La première série d'assemblées portes ouvertes a eu lieu en septembre 2001 dans cinq localités proches des installations projetées. L'annonce en avait été faite par le truchement de 21 placements publicitaires dans onze journaux locaux. Une invitation a aussi été faite par lettre aux 107 propriétaires qui se trouvent dans les zones envisagées pour accueillir les stations de compression. Une deuxième série d'assemblées s'est tenue en novembre et décembre 2001 dans trois des cinq localités mentionnées plus haut et dans deux nouvelles. L'annonce en avait été faite par le biais de 17 placements publicitaires dans six journaux locaux et des lettres d'invitation avaient été envoyées par la poste à 304 propriétaires dans un rayon de 1,5 km de chacune des stations envisagées.

L'information présentée à ces occasions comprenait : des scénarios descriptifs du projet, les critères de sélection et le calendrier d'exécution, des photos d'installations semblables à celles projetées, des cartes du réseau de M&NP, des renseignements à l'intention des propriétaires fonciers, des renseignements sur la distribution et la commercialisation du gaz, des bulletins d'information de l'ONÉ, dont un expliquant comment participer à une audience publique, ainsi qu'un bref questionnaire en fin d'assemblée. Au cours de la première série d'assemblées portes ouvertes, on a présenté des cartes indiquant l'emplacement éventuel des stations de compression projetées, y compris les emplacements de rechange envisagés, alors qu'à la seconde série d'assemblées on a présenté les mêmes cartes mises à jour illustrant les sites privilégiés.

En guise de mécanisme supplémentaire, M&NP a ajouté qu'elle avait offert de créer des groupes consultatifs communautaires qui, par leurs commentaires, contribueraient à la planification du projet, et qu'elle avait tenu d'autres séances de consultation relativement à l'emplacement des stations de compression de Tracyville et Amherst Head.

Concernant Tracyville, les rencontres, qui ont eu lieu les 17 octobre et 7 novembre 2001, ont permis de répondre aux questions qui avaient été soulevées lors de l'assemblée portes ouvertes du 27 septembre. Une autre assemblée de la seconde série tenue le 22 novembre a permis de confirmer l'emplacement proposé, lequel a été accepté par la majorité des participants. M&NP a eu d'autres rencontres avec le comité de Tracyville en janvier et février 2002 afin d'aborder diverses questions, comme l'exploitation et

la sécurité, le bruit, l'aménagement et l'apparence des sites, les émissions, le processus d'autorisation environnementale, les critères de sélection des sites et les pratiques en matière de protection de l'environnement.

D'autres consultations ont également eu lieu auprès des municipalités et de la population concernant l'emplacement de la seconde station de compression. Après une première sélection des sites privilégiés pour la station, la ville d'Amherst, le comté de Cumberland, le North Tyndal Wellfield Advisory Committee et des résidents locaux ont demandé à M&NP d'envisager un autre site que celui projeté de Green Road, qui serait à une plus grande distance d'une zone protégée et de la résidence situées à proximité. Le 7 janvier 2002, M&NP participait à une assemblée locale, le 9 janvier elle rencontrait le conseil de comté de Cumberland et le 23 janvier elle tenait une troisième assemblée portes ouvertes en vue de discuter de l'opportunité d'un site de rechange, celui de Beecham Road, solution qui a reçu l'aval de tous les intervenants.

En plus des assemblées portes ouvertes et des consultations des Premières nations, M&NP a indiqué avoir consulté les organismes de réglementation et les représentants des administrations locales. Côté fédéral, il s'agissait d'Environnement Canada et de Pêches et Océans Canada; côté provincial, du ministère de l'Environnement et du Travail de la Nouvelle-Écosse et du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux du Nouveau-Brunswick. Ces rencontres visaient à recueillir des renseignements sur l'utilisation des terres et les questions de zonage et à les aviser des dates et du lieu des assemblées portes ouvertes. M&NP a fait remarquer que les deux ministères provinciaux lui avaient signifié que les installations proposées n'enclenchaient pas leur processus d'évaluation environnemental respectif. Les commentaires formulés par Environnement Canada et Pêches et Océans Canada sont traités dans le rapport d'examen préalable produit en vertu de la LCÉE.

M&NP a indiqué qu'elle s'était engagée à maintenir la communication avec les intervenants tout au long des étapes de la planification, de la construction et de l'exploitation des installations. Avant la mise en service des installations, une journée portes ouvertes serait organisée à l'intention des principaux intervenants pour une visite des lieux. M&NP maintiendra également le contact à la faveur de son programme annuel de sensibilisation et d'information de la population.

Lors des consultations du public, on a soulevé la question du bruit, des émissions atmosphériques (leurs effets sur la santé), de la sécurité, de l'éclairage, de la pollution, de l'emploi et de la sous-traitance. Le bruit, les émissions atmosphériques (leurs effets sur la santé), l'éclairage et la pollution sont traités dans le rapport d'examen préalable LCÉE, alors que les questions d'ordre socio-économique sont traitées à la partie 5.4 des présentes.

M&NP a enfin affirmé avoir incorporé les commentaires recueillis lors des consultations dans l'élaboration des mesures d'atténuation et dans la sélection des sites, tel qu'illustré par le changement d'emplacement de la SC n° 2 à Amherst Head. Le demandeur a fait remarquer qu'aucun propriétaire foncier ni aucun membre du public ne s'était opposé à la demande, n'avait exprimé des préoccupations à ce sujet ou n'était intervenu au cours de l'audience.

5.3 Consultation des Autochtones

M&NP a indiqué que dans le cadre de ses consultations des Autochtones, elle avait chargé le cabinet Aboriginal Resource Consultants de mener un programme de consultation en commençant par des rencontres avec les dirigeants politiques des nations micmac et malécite. Pour faciliter le processus, M&NP a fourni des fonds à l'Assembly of Nova Scotia Chiefs, à l'Union of New Brunswick Indians (UNBI) et au MAWIW Tribal Council. Lors de ces premières rencontres, on a sollicité des contacts avec d'autres instances qui pourraient apporter leur commentaires ainsi que l'accord des dirigeants pour la tenue d'autres consultations.

Des assemblées portes ouvertes ont eu lieu tout au long de l'automne 2001 dans dix communautés autochtones. Les assemblées étaient calquées sur le modèle de celles organisées pour le public en général : elles comprenaient une séance d'information sur la manière de participer au processus d'approbation de l'Office, ainsi qu'une période ouverte pour les commentaires et les questions. Dans trois cas, les rencontres réunissaient principalement les chefs et les conseils. Des rencontres ont également eu lieu avec le personnel de soutien technique des trois groupes autochtones. Des visites sur les lieux des sites projetés des SC n° 1 et n° 2 et du site projeté de la SCTP ont été organisées à l'intention des représentants de l'environnement des Micmacs de la Nouvelle-Écosse, mais aucune question n'a été soulevée. L'UNBI a demandé à visiter une station de compression en service dans le Maine, ce à quoi M&NP réfléchit sérieusement.

M&NP a signalé que les questions soulevées durant les consultations des Autochtones portaient sur les possibilités de formation et d'emploi et sur d'autres indemnités compensatrices; sur le plan de l'environnement, on s'interrogeait sur le bruit, les niveaux de pollution, les effets sur la faune, de même que sur l'usage à des fins traditionnelles. Il en est d'ailleurs question dans le rapport d'examen préalable LCÉE. Le rapport sur les consultations des Autochtones de M&NP recommandait qu'on fournisse plus de détails aux communautés autochtones à propos de l'étude sur les connaissances écologiques traditionnelles (CÉT), les incidences sur le bruit, la qualité de l'air et de l'eau, les possibilités d'emploi, de formation et de sous-traitance, et les protocoles de sécurité du demandeur. M&NP a dit avoir fourni des exemplaires de son Rapport d'évaluation environnementale aux organismes des Premières nations (Confederation of Mainland Mi'kMaq, MAWIW, UNBI et Union of Nova Scotia Indians) le 6 mars 2002, qui comprenait l'étude des CÉT et de l'information relative à la réduction du bruit et aux effets sur la qualité de l'air et de l'eau. Le 30 septembre 2002, le demandeur a également envoyé des renseignements complémentaires sur ses protocoles de sécurité. M&NP a ajouté qu'elle veillerait à faire parvenir de l'information supplémentaire qui a été déposée dans le cadre de la procédure de demande.

M&NP a indiqué qu'elle avait conclu de nouvelles ententes à long terme avec le MAWIW et l'UNBI, calquées sur celle de l'Assembly of Nova Scotia Mi'kmaq Chiefs. Les ententes déposées établissent des comités consultatifs mixtes, créent des possibilités d'emploi et de sous-traitance durant les étapes de la construction et de l'exploitation, réaffirment l'engagement pris par M&NP d'atténuer les effets sur l'environnement et de créer des fonds de formation et de bourses d'études. En ce qui concerne les occasions d'emploi et de sous-traitance, M&NP a précisé qu'elle fait des mises à jour lors des réunions des comités consultatifs, et qu'elle a prévu dans son programme d'immobilisations un objectif de 2 % pour la sous-traitance aux Autochtones. Elle a ajouté que pour son projet, elle avait déjà retenu les services du cabinet Aboriginal Resource Consultants pour l'aider à mettre en œuvre le programme de consultation des Autochtones et du cabinet Eskasoni Fish and Wildlife Commission pour mener l'étude

sur les CÉT. Dans le passé, elle a également engagé des organismes autochtones pour effectuer des travaux de débroussaillement, d'inspection de l'environnement et d'entretien de sites et aussi pour assurer la sécurité. Elle a également accordé des fonds pour la formation et des bourses d'études par l'entremise de l'UNBI et du MAWIW.

Dans sa plaidoirie écrite finale, l'UNBI a affirmé que M&NP dénaturait son processus de consultation. Elle a cité plusieurs exemples où M&NP n'aurait pas tenu des consultations de bonne foi avec les personnes qu'elle représente. L'UNBI a demandé à l'ONÉ de subordonner toute approbation du projet de M&NP aux conditions suivantes :

1. M&NP doit mener des consultations de bonne foi avec tous les peuples et organismes autochtones des Maritimes avant de procéder à la construction, et ces consultations doivent débuter sans délai.

2. EnCana doit mener des consultations de bonne foi avec tous les peuples et organismes autochtones des Maritimes avant de procéder à la construction de son gazoduc et à la vente de gaz naturel à partir de Deep Panuke, et ces consultations doivent débuter sans délai.

3. M&NP doit mener des consultations de bonne foi tout au long des étapes de la planification, de la réglementation, de la construction et de l'exploitation du projet actuel, de tous les projets passés et de tout projet susceptible d'être réalisé dans l'avenir.

4. M&NP doit fournir des fonds suffisants pour permettre aux organismes autochtones d'aider les personnes qu'ils représentent à participer au processus de consultation, afin d'établir ou renforcer leurs capacités, parfaire leur formation et leur faire profiter des occasions créées par le projet.

5. EnCana doit fournir des fonds suffisants pour permettre aux organismes autochtones d'aider les personnes qu'ils représentent à participer au processus de consultation, afin d'établir ou renforcer leurs capacités, parfaire leur formation et leur faire profiter des occasions créées par son projet de Deep Panuke.

Dans sa réplique, M&NP s'est d'abord appliquée à dissiper les malentendus et à apporter des précisions sur les exemples fournis par l'UNBI, mais elle affirme s'être conformée entièrement aux exigences de l'article 58 et même aux conditions d'obtention d'un certificat en ce qui concerne la consultation.

Quant aux conditions proposées par l'UNBI, M&NP a affirmé avoir favorisé la participation de la communauté autochtone à un programme de consultation qui a mené à la préparation de la demande et avoir également fourni des fonds pour l'analyse des documents relatifs à la demande. M&NP a cité les ententes à long terme conclues avec les organismes des Premières nations comme preuve supplémentaire des consultations auxquelles elles sont sans cesse associées et de leur participation aux projets de M&NP. M&NP a répété que ces ententes avaient été conclues sans contrainte et que c'était là aussi une preuve du maintien de la bonne foi, malgré les désaccords occasionnels, facilement compréhensibles, comme la question de la suffisance des fonds. Enfin, M&NP a relevé qu'aucun autre organisme des Premières nations n'était intervenu pour dire que la consultation était insuffisante.

En ce qui concerne les conditions 2 et 5 proposées par l'UNBI, M&NP a noté qu'on ne pouvait pas la tenir responsable des consultations auxquelles l'UNBI estime qu'EnCana devrait l'associer et que, par conséquent, ces conditions ne s'appliquent pas à M&NP dans le contexte de l'application de l'article 58.

Opinion de l'Office

L'Office juge à sa satisfaction que, tel qu'il est précisé dans le rapport sur les consultations des Autochtones de M&NP, cette dernière a fourni occasions et fonds aux dirigeants, aux comités spécialisés et aux communautés autochtones pour fins de consultation sur le projet visé par la demande.

En ce qui a trait aux recommandations du rapport sur les consultations des Autochtones de M&NP voulant que l'on fournisse de l'information sur les questions auxquelles il est fait référence, il est raisonnable de penser que cela supposerait de faire des mises à jour au fur et à mesure que de nouveaux éléments d'information viendraient s'ajouter et de rendre cette information facilement compréhensible. Alors que M&NP a entrepris de fournir d'autres mises à jour à la suite de l'audience GH-3-2002, l'Office estime que M&NP aurait dû faire un suivi dès après la production de son rapport d'évaluation environnementale en mars. En ce qui concerne la production de mises à jour dans l'avenir, l'Office estime que, étant donné le caractère technique de certaines données environnementales, il serait utile que M&NP prépare des résumés explicatifs destinés aux profanes. Cela aurait pour effet non seulement de faciliter la compréhension mais aussi d'améliorer les relations.

L'Office juge également que par des ententes à long terme, M&NP s'est aussi engagée à poursuivre ses consultations, ses initiatives en matière d'emploi et de sous-traitance, de formation et de fonds de bourses d'études, en plus de ses engagements à l'égard de l'environnement. L'Office constate que les parties ont conclu les ententes sans contrainte.

En ce qui concerne l'intervention de l'UNBI, l'Office constate que si l'UNBI a prétendu que M&NP n'avait pas mené les consultations de bonne foi, elle n'a pas pour autant réfuté le contenu du rapport de M&NP sur les consultations des Autochtones. L'Office est au courant des désaccords qu'il y a eus dans le passé entre l'UNBI et M&NP et constate la similitude des allégations des deux parties selon lesquelles on ne donnait pas suite aux appels téléphoniques ni aux lettres. L'Office remarque en outre que dans l'entente conclue entre l'UNBI et M&NP et déposée dans le cadre de l'instance GH-3-2002, l'article 9 contient des dispositions pour résoudre les différends. L'Office trouve digne de mention que l'UNBI et M&NP aient inclus ces dispositions car il estime que l'UNBI et M&NP sont responsables des ententes qu'ils ont conclues et signées et qu'il n'est pas en mesure de jouer le rôle de médiateur ou d'arbitre dans les différends issus de ces ententes. L'Office rappelle aux deux parties qu'il n'est pas de son ressort de résoudre les différends portant sur l'interprétation des ententes contractuelles privées et que, dans une telle situation, elles seraient mieux avisées de rechercher une solution de rechange et une tribune plus appropriée ou un tribunal compétent.

En ce qui regarde les conditions proposées par l'UNBI, l'Office rappelle aux parties que les conditions ont essentiellement pour but de préciser les exigences de l'Office en matière de construction et d'exploitation d'un pipeline. Lorsqu'il étudie l'opportunité de

rattacher une condition proposée à une approbation, il doit s'interroger sur les effets pratiques de cette condition, en fonction des circonstances de la demande. En l'espèce, l'Office doit tenir compte de la clarté de la condition proposée, de son caractère de certitude et de sa relation directe avec le projet en cause.

Les conditions 1, 3 et 4 proposées par l'UNBI appellent à la tenue de consultations de bonne foi ou à la production de fonds suffisants. Selon l'Office, ces conditions nécessitent un seuil d'exécution incompatible avec ses critères, tel qu'il a été discuté plus haut et c'est pourquoi elles ne sont pas appropriées. Si l'Office donnait suite aux préoccupations de l'UNBI en imposant des conditions, il est possible que dans la pratique, en dépit d'efforts raisonnables, les parties ne puissent pas pouvoir s'entendre sur l'exécution des conditions. Par exemple, le différend pourrait porter sur l'ampleur de consultations considérées de bonne foi ou l'ampleur des fonds considérés comme raisonnables. En cas de mésentente, l'Office pourrait devoir s'engager dans un autre processus pour débloquer une impasse, ce qui pourrait créer de l'incertitude à l'égard du projet en cours de construction ou d'exploitation.

L'Office entretient les mêmes préoccupations à l'égard des conditions 2 et 5. Il constate en outre qu'elles n'ont pas de rapport direct avec la demande.

Pour les motifs mentionnés plus haut, l'Office est d'avis qu'il serait inapproprié et peu souhaitable dans l'intérêt du public d'imposer une partie ou l'ensemble des conditions proposées par l'UNBI. En conséquence, l'Office n'est pas disposé à rattacher ces conditions à une ordonnance qui pourrait être rendue relativement au projet.

5.4 Questions socio-économiques

M&NP a fait valoir que les principales incidences socio-économiques découlant de la construction des quatre stations de compression et de la SCTP seraient de produire des avantages positifs en matière d'emploi et de sous-traitance, notamment au niveau de l'approvisionnement en matériaux et en main-d'oeuvre au niveau local.

M&NP a indiqué que la construction des quatre stations de compression se ferait sans doute simultanément et prendrait de sept à huit mois environ. Si la mise en service devait se faire en novembre 2005, la majeure partie des travaux se déroulerait entre le printemps et l'automne 2005, bien qu'une partie pourrait commencer dès la fin de 2004. Chaque jour, il y aurait normalement sur le chantier de 15 à 60 personnes par station, pour une moyenne de 35 personnes en général. Les coûts en main-d'oeuvre sont évalués à entre 6 et 8 millions de dollars par station. Les travaux nécessiteraient l'emploi de soudeurs, de tuyauteurs, d'électriciens, de techniciens d'instruments, de manoeuvres et de conducteurs de machines. Certains pourraient être affectés à plus d'un site.

M&NP a dit que la main-d'oeuvre serait généralement recrutée dans ou autour des localités proprement dites et que les ouvriers pourraient faire la navette entre celles-ci et les sites projetés. D'après la situation du marché du travail dans les deux provinces, a-t-elle ajouté, il existe pour la plupart des métiers des ouvriers qualifiés qui sont sans emploi, disponibles soit dans le marché du travail immédiat, soit dans une région extérieure mais à l'intérieur des mêmes provinces. Le genre de construction dont il s'agit ici n'est pas sensiblement différent des autres projets qui ont été réalisés dans le passé dans chaque région et la disponibilité des métiers et de la main-d'oeuvre correspond généralement aux diverses qualités requises

pour le projet. S'il s'avérait nécessaire d'importer de la main-d'oeuvre, il se trouve des logements à proximité des sites.

Quant à la SCTP, M&NP a indiqué que la construction ne prendrait que de 6 à 12 semaines environ et nécessiterait moins de main-d'oeuvre. Les travaux sont évalués à environ 1,4 million de dollars.

En ce qui concerne les effets dans un contexte plus large durant la construction, M&NP a estimé qu'en incluant les effets directs, indirects et secondaires, le projet donnerait de l'emploi pour environ 530 années-personne par station. L'incidence directe sur le produit intérieur brut serait de 19,2 millions de dollars en Nouvelle-Écosse et de 16,9 millions de dollars au Nouveau-Brunswick. L'incidence globale sur le produit intérieur brut, incluant les effets indirects et secondaires, serait de 77,5 millions de dollars, dont 43,6 millions à l'économie de la Nouvelle-Écosse et 33,9 millions à celle du Nouveau-Brunswick. Les recettes fiscales indirectes et secondaires sont évaluées à environ 28 millions de dollars pour les deux provinces.

Pour ce qui est de l'étape de l'exploitation du projet, M&NP a indiqué n'avoir déterminé aucune incidence éventuelle défavorable mais que, bien au contraire, elle apporterait des avantages socio-économiques positifs, bien que peu importants. Cela comprend l'achat, limité, de fournitures et de services dans les localités avoisinantes. M&NP a estimé que pour chaque station il faudrait compter des frais d'exploitation et d'entretien de 25 000 $ à 30 000 $ par an environ. Elle s'attend de devoir embaucher de deux à quatre nouveaux techniciens pour assurer le fonctionnement des stations de compression. Quant à la SCTP, elle ne nécessiterait pas de main-d'oeuvre supplémentaire et demanderait un minimum d'entretien.

Vu le nombre réduit d'employés requis et le soutien qu'il y a en matière de santé et de sécurité à l'intérieur même du projet, M&NP a estimé que celui-ci ne mettrait pas de pression sur les services de santé et de sécurité des localités avoisinantes. De plus, M&NP mettrait en oeuvre un programme de sensibilisation et de formation à l'intention des services d'intervention d'urgence dans les villes situées à proximité des stations de compression.

À la lumière des avantages socio-économiques des installations projetées, M&NP a indiqué qu'il n'y avait pas lieu de prévoir des mesures d'atténuation eu égard aux effets socio-économiques éventuels.

Opinion de l'Office

L'Office convient avec M&NP que même si les effets socio-économiques du projet proposé seront vraisemblablement modestes, ils restent dans l'ensemble positifs. L'Office est également d'avis que l'ouverture d'un deuxième bassin d'approvisionnement d'importance sur la côte Est et la réduction des droits prévus aideraient à développer davantage les marchés des Maritimes et, en bout de ligne, à apporter à la région des avantages socio-économiques plus vastes et durables.

5.5 Environnement

Tel qu'il est indiqué dans la partie 1.2, l'Office, en sa qualité d'autorité responsable, a examiné la demande de M&NP et préparé un rapport d'examen préalable (REP) en conformité avec la LCÉE. Conformément à son mandat, l'Office a également examiné les enjeux environnementaux du projet, et les

préoccupations soulevées sont traitées dans le REP. Le rapport aborde également la question du processus de Préavis public, la sélection de l'emplacement des installations et les questions environnementales, socio-économiques et foncières, tels qu'ils sont énoncés dans les *Directives concernant les exigences de dépôt* de l'Office.

Après avoir examiné le REP et les commentaires à son sujet, conformément à l'ordonnance d'audience GH-3-2002 et à la LCÉE, l'Office estime que, sous réserve de la mise en place des mesures d'atténuation proposées et des mesures énumérées dans les conditions de l'ordonnance, que l'on retrouve dans l'annexe II, le projet d'agrandissement du réseau principal proposé par M&NP n'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants. C'était la décision de l'Office conformément à l'alinéa 20(1)*a)* de la LCÉE, comme on peut le voir dans le rapport.

Un résumé des commentaires, de la réponse de M&NP et de l'opinion de l'Office est inclus dans le REP, dont on peut se procurer un exemplaire auprès de l'Office.

Chapitre 6

Questions de finances et de droits

6.1 Période d'amortissement et répartition du risque

M&NP prévoit amortir les installations de compression et de comptage proposées sur 25 ans, ce qui d'après elle serait conforme à la période adoptée pour sa canalisation principale et toutes les installations construites par la suite. M&NP a souligné que les premières installations de sa canalisation principale n'étaient pas sous-tendues par un approvisionnement de 25 ans et qu'elle avait choisi un taux d'amortissement annuel de quatre pour cent. Elle a ajouté qu'EnCana aurait la possibilité de renouveler son contrat au terme de la durée initiale de dix ans et que M&NP pourrait redéployer ou vendre les compresseurs au bout de cette période si l'approvisionnement devait alors cesser.

Le Nouveau-Brunswick a fait valoir que M&NP devrait amortir ses installations proposées sur dix ans, soit la durée initiale du contrat d'EnCana, et non sur 25 ans. Le Nouveau-Brunswick a souligné que M&NP pourrait toujours se présenter devant l'Office pour prolonger la période d'amortissement et abaisser le taux d'amortissement si elle concluait de nouvelles ententes de transport en fonction de nouvelles découvertes de gaz.

Le Nouveau-Brunswick a soutenu en outre que si l'Office décidait de ne pas modifier la période d'amortissement, il devrait répartir le risque de la fraction non amortie du coût des nouvelles installations entre les actionnaires de M&NP au bout de dix ans, conformément au précédent établi dans la décision GH-2-99 sur le latéral Halifax.

6.2 Frais liés à la pression de livraison

Le Nouveau-Brunswick a fait valoir que la SC n° 4 de Tracyville, telle qu'elle est proposée, n'est pas requise uniquement pour répondre aux besoins du marché canadien. Il a précisé que la station de compression de Tracyville a été conçue pour fonctionner à une pression contractuelle de 948 lb/po^2 aux installations de raccordement avec M&NE à la station de compression de Baileyville, alors que tout ce qui est nécessaire pour les besoins au Canada est une pression de 325 lb/po^2 à l'extrémité du latéral Saint John. Le Nouveau-Brunswick a donc allégué qu'une partie ou la totalité des frais de propriété et d'exploitation de la station de compression proposée pour Tracyville doit être recouvrée de M&NE par le biais de frais liés à la pression de livraison.

À titre de précédent en cette matière, le Nouveau-Brunswick a cité la décision GH-2-87 de l'Office et il a affirmé que ce dernier devrait obliger M&NP à inclure des frais liés à la pression dans son tarif. Il a souligné qu'il n'est probablement pas nécessaire à l'Office de décider du montant de ces frais, mais qu'il devrait déclarer si de tels frais seront nécessaires de façon à ce que M&NP en tienne compte pour l'avenir.

M&NP a soutenu que les faits ne justifient pas l'imposition de frais supplémentaires liés à la pression. Elle a souligné que les pressions d'aspiration à chacune des quatre stations canadiennes sont plus élevées

que la pression d'aspiration à la frontière. Selon M&NP, cela permet de conclure que la station de compression de Tracyville n'est pas d'importance aussi critique pour la station de Baileyville que ne le sont les stations canadiennes entre elles, point que M&NP considérait comme très important.

Opinion de l'Office

L'Office ne croit pas qu'une période d'amortissement de dix ans conviendrait pour les installations proposées. Premièrement, l'Office constate qu'une période d'amortissement de dix ans, en ce qui concerne les installations de compression, ne serait pas compatible avec le traitement accordé au réseau principal et à tous les latéraux et installations qui s'y sont greffés depuis. Deuxièmement, l'Office juge qu'il est prématuré d'adopter une période d'amortissement de dix ans pour ces installations étant donné qu'EnCana pourrait prolonger la durée initiale du contrat qui la lie à M&NP, ou que du gaz supplémentaire pourrait être découvert et transporté sur le réseau de M&NP pour prolonger ainsi la durée de vie économique de ces installations au-delà de dix ans. L'Office constate d'après la preuve de M&NP qu'elle dispose d'options au bout des dix ans du contrat si aucun approvisionnement supplémentaire ne devait se matérialiser.

Compte tenu des aspects économiques positifs de cet agrandissement, l'Office est d'avis que les actionnaires de M&NP ne devraient pas être exposés au risque de la fraction non amortie du coût des installations proposées au terme des dix premières années.

En ce qui concerne la possibilité de frais liés à la pression de livraison à la station de Tracyville, l'Office constate que ce sujet n'était pas inclus dans la liste des questions de la présente instance. Cette question a été soulevée pour la première fois au cours du contre-interrogatoire, sans qu'il y ait eu dépôt d'une preuve directe de la part de M&NP ou d'autres parties.

Bien que la question des droits de pression de livraison ait été peu approfondie dans la preuve au cours de cette instance, elle a fait l'objet de longues discussions à l'instance GH-2-87, où avait été étudiée une demande de TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) visant des installations. Dans sa décision GH-2-87, l'Office a jugé que la prestation d'une pression de livraison additionnelle est un service de transport séparé et distinct et que les expéditeurs qui utilisent ce service et en bénéficient devraient être tenus d'en supporter les coûts supplémentaires sous forme d'un droit supplémentaire distinct. En ce qui concerne la pression de base qu'il faudrait utiliser, l'Office était d'avis en l'espèce que tous les expéditeurs du réseau de TransCanada avaient droit à une pression de livraison minimale au moins égale à celle que TransCanada devait assurer pour l'exploitation sécuritaire, efficace et efficiente du réseau intégré dans son ensemble. De plus, l'Office avait ordonné que le droit lié à la demande doit permettre de recouvrer les frais de propriété et d'exploitation fixes des installations qui sont exigés pour porter la pression de a) la plus élevée de la pression de la canalisation en cas de perte de compresseurs ou la pression de la canalisation prédominante qui serait exigée en tout temps (y compris en cas de perte de compresseurs) à b) la pression minimale garantie demandée.

En ce qui a trait à M&NP dans l'instance actuelle, la preuve indique que la pression de livraison exigée à la frontière, soit 950 lb/po^2, est inférieure aux pressions d'aspiration à chacune des quatre stations de compression. M&NP a souligné ce fait. Par conséquent,

l'Office comprend difficilement comment M&NP pourrait tirer un avantage d'un service de transport séparé et distinct alors que tous les expéditeurs du réseau n'en profiteraient pas. L'Office est donc d'avis que des frais liés à la pression de livraison ne sont pas justifiés.

Chapitre 7

Autres considérations d'intérêt public

Un certain nombre de parties ont exprimé leurs opinions sur la question de savoir si les installations proposées sont conformes à l'intérêt public canadien. Un résumé de ces opinions est présenté ci-après.

À son avis, M&NP a démontré que les installations visées par la demande sont tout à fait conformes à l'intérêt public canadien. M&NP a affirmé que les installations proposées constituaient pour elle une façon efficace sur le plan des coûts de transporter le gaz du champ Deep Panuke. Selon M&NP, les avantages sont nombreux et variés et les expéditeurs ne sont exposés à aucun risque. Les frais liés à la demande seront payés et les installations devraient être utilisées à des niveaux raisonnables pendant toute leur durée de vie économique. M&NP a dit que les expéditeurs profiteraient de droits moins élevés et elle a ajouté que les installations favoriseraient la mise en valeur des ressources extracôtières des provinces Maritimes et des activités économiques connexes ailleurs au Canada. De plus, la construction et l'exploitation des installations proposées ne produiront pas d'effets environnementaux négatifs importants.

La CAPP a souligné que ce projet de M&NP faciliterait la mise en valeur de ressources supplémentaires en gaz néo-écossais et qu'il sert l'intérêt public, point que l'Office a souligné à la page 45 de la décision MH-2-2002. La CAPP a ajouté que dans la décision MH-2-2002, l'Office avait indiqué que pour servir au mieux l'intérêt public, il fallait que le développement extracôtier se fasse en tenant compte des besoins des utilisateurs d'énergie sur le marché intérieur.

La CAPP a fait valoir que la nécessité d'un agrandissement visant à soutenir la mise en valeur d'un approvisionnement supplémentaire avait été clairement établie et, pour cette raison, elle a soutenu que la demande de M&NP satisfait le critère de l'intérêt public en général. La CAPP a affirmé qu'elle appuyait la demande telle qu'elle a été déposée.

Selon EnCana, il est dans l'intérêt public des Canadiens d'avoir accès au gaz naturel et elle continue de vouloir vendre du gaz de Deep Panuke aux acheteurs du Canada au terme de négociations qui mèneraient à des conditions mutuellement acceptables et convenables sur le plan commercial.

EnCana a affirmé en outre que la possibilité de vendre du gaz à des clients canadiens et, par conséquent, de décider éventuellement de réduire la capacité de transport à moins de 400 000 10^6Btu/j, n'est pas une raison pour retarder la décision de l'Office. De l'avis d'EnCana, l'intérêt public est servi au mieux lorsque les marchés sont libres de fonctionner. Des négociations de bonne foi sont en cours avec les acheteurs canadiens. Si une entente intervient, EnCana pourrait se prévaloir de sa clause de réduction et l'Office en serait avisé le cas échéant. Sinon, EnCana aura besoin de faire transporter 400 000 10^6Btu/j pour faire en sorte que le gaz de Deep Panuke puisse être livré dans le Nord-Est des É.-U., et c'est ce qu'EnCana demande à l'Office d'approuver.

Maritime Electric a fait valoir que le simple fait d'accorder l'ordonnance d'exemption demandée aux termes de l'article 58 de la Loi constituerait une décision qui fait pencher la balance d'un seul côté. Elle a ajouté qu'il n'était pas possible de caractériser une telle décision comme étant conforme à l'intérêt public

étant donné qu'elle aurait pour effet de faire profiter le gaz extracôtier néo-écossais provenant de Deep Panuke aux clients desservis par Dracut et non à ceux de l'Île-du-Prince-Édouard. Maritime Electric a également demandé que la décision concernant la demande de M&NP soit reportée jusqu'à ce qu'une décision sur une demande d'exportation de gaz soit rendue. La partie 2.3 des présentes traite de cette requête en plus amples détails.

Énergie NB a fait valoir que la condition qu'elle propose à l'Office de rattacher à l'ordonnance autorisant les installations proposées est une solution qui concilie les intérêts en jeu en préservant l'intérêt des Canadiens par l'accès à du gaz canadien à des prix équitables. La partie 2.3 des présentes traite de la condition proposée.

Comme il est décrit de façon plus détaillée dans la partie 2.2, le Nouveau-Brunswick a fait valoir qu'il serait plus approprié en l'espèce que l'Office s'acquitte de ses obligations en ce qui concerne l'intérêt public en rendant une décision provisoire en vertu du pragraphe 19(2) de la Loi et en réservant sa décision.

Î.-P.-É. a affirmé que l'agrandissement proposé est également avantageux pour les Maritimes. Le gaz de Deep Panuke représente des recettes fiscales supérieures pour les citoyens de la Nouvelle-Écosse tandis qu'un champ de gaz extracôtier plus viable peut représenter de plus nombreux emplois et retombées économiques pour tous. Î.-P.-É. a affirmé que ce sont là des facteurs positifs et que l'Office doit en tenir compte dans son examen de la question de savoir si ce projet est conforme à l'intérêt public.

Opinion de l'Office

Ainsi qu'il en est fait mention au chapitre 3, l'Office est d'avis que la conception des installations, telles qu'elles sont décrites dans la demande, convient pour le transport de volumes supplémentaires de 400 000 10^3Btu/j de gaz de Deep Panuke entre Goldboro et le point d'exportation de St. Stephen. Toutefois, comme il est indiqué dans les pages qui précèdent, le CTG à l'appui de la demande, aux termes duquel M&NP transporterait les volumes proposés par EnCana, accorde à EnCana le droit de réduire son engagement, une seule fois, de tout volume se situant entre 200 000 et 400 000 10^3Btu/j. EnCana a jusqu'au 31 juillet 2003 pour exercer son option, ainsi qu'il a été démontré pendant le contre-interrogatoire, et confirmé le 5 novembre 2002 par EnCana par voie de réponse à un engagement.

En ce qui concerne l'option de réduction d'EnCana, tant EnCana que M&NP ont pris de fermes engagements pour continuer de faire progresser les discussions avec les éventuels acheteurs de gaz du marché intérieur et ont affirmé chacun de leur côté qu'elles poursuivraient les négociations sur les arrangements d'approvisionnement en gaz sur le marché intérieur et l'aménagement des installations connexes sur le réseau de M&NP. Les deux parties ont reconnu que le résultat des négociations en cours, à l'instar de toutes négociations, dépendra dans une forte mesure du sérieux des éventuels acheteurs canadiens. Il reposera aussi sur leur volonté et leur capacité de prendre les engagements d'approvisionnement et de mise en valeur qui conviennent, à des modalités mutuellement acceptables et au moment propice.

L'Office constate qu'on ne lui a pas présenté, ni a-t-il examiné, des configurations d'installations qui pourraient être proposées dans l'éventualité où EnCana devait exercer

son option de réduction ou si la capacité nécessaire pour l'exportation depuis St. Stephen devait être réduite de la capacité visée par la demande.

Cependant, puisqu'il admet que les installations proposées sont conçues et dimensionnées correctement pour le transport d'un volume supplémentaire de 400 000 10^6Btu/j jusqu'à St. Stephen d'après le scénario de référence, l'Office est disposé à approuver, à certaines conditions, les installations telles qu'elles sont proposées dans la demande, sous réserve de l'entrée en vigueur de l'ordonnance à la plus tardive des dates suivantes : a) le 31 juillet 2003, soit la date d'échéance de la clause de réduction; ou b) la date de dépôt de certains documents par M&NP, notamment un nouveau plan d'ingénierie/hydraulique que l'Office devra approuver et qui tiendrait compte des nouvelles quantités contractuelles dans l'éventualité où ces dernières seraient inférieures à 400 000 10^6Btu/j. En conséquence, l'Office a décidé d'imposer une condition en conformité avec le paragraphe 19(1) de la Loi de façon à ce que l'ordonnance prenne effet à une date ultérieure. Cette condition figure dans l'ordonnance, mais l'Office a jugé bon d'en reproduire le libellé ci-après étant donné que c'est dans cette partie que la raison d'être de la condition est expliquée. Le condition se lit comme suit :

24. La présente ordonnance, aux termes du paragraphe 19(1) de la Loi, ne prendra effet qu'à la plus tardive des dates ci-dessous :

a) le 31 juillet 2003; ou

b) le dépôt par M&NP des documents suivants, que l'Office ordonne à M&NP par les présentes de déposer auprès de l'Office et d'en signifier copie à toutes les parties de l'instance GH-3-2002 :

i) une confirmation des quantités contractuelles définitives établies à la suite de la renonciation ou de l'exercice, par EnCana, de l'option de réduction prévue à l'article I du contrat de transport garanti intervenu entre EnCana et M&NP;

ii) une indication des voies de transport proposées sur le réseau de M&NP pour la production de Deep Panuke d'EnCana, y compris les points de livraison supplémentaires ou le service supplémentaire en sol canadien qui pourraient être proposés relativement à la production d'EnCana ou de Sable Offshore Energy Inc., notamment les dates de mise en service proposées, s'il y en a, pour les installations qui seraient liées au service de transport supplémentaire sur le réseau de M&NP en sol canadien, et une mise à jour de l'état des négociations avec d'éventuels expéditeurs au Canada;

iii) pour fins d'approbation par l'Office, une étude de conception révisée de l'ingénierie/hydraulique justifiant la nécessité des installations proposées, lesquelles pourraient devoir être reconfigurées s'il apparaît que le paragraphe i) ci-dessus vient confirmer que la quantité contractuelle définitive ne correspond

pas aux 400 000 10^6Btu/j prévus au point d'exportation de St. Stephen, ou que le paragraphe ii) ci-dessus vient indiquer que les voies de transport proposées diffèrent de celles évaluées en vertu du scénario de référence de M&NP.

Si les livraisons sur le marché intérieur proposées, ou l'exercice par EnCana de son option de réduction pour une autre raison, font que la quantité contractuelle finale est inférieure aux 400 000 10^6Btu/j prévus au point d'exportation de St. Stephen, l'Office déclencherait un processus d'examen du plan modifié des installations et donnerait l'occasion aux parties intéressées de commenter ce plan modifié du point de vue de l'ingénierie ou de préoccupations connexes. L'Office serait d'avis qu'un processus par voie écrite serait adéquat pour l'examen de ces commentaires et de toute question connexe. Si un tel processus doit se tenir, ce n'est qu'à son terme que l'Office pourrait consentir l'approbation envisagée dans la condition 24, de sorte que l'ordonnance ne pourrait prendre effet qu'à ce moment-là. En bout de ligne, la nature du processus dépendra de l'importance des changements qui pourraient être mis en lumière par les renseignements que M&NP est tenue de déposer pour se conformer à la condition 24.

À ce stade-ci, l'Office est disposé à autoriser les installations proposées. Cette approbation est rendue possible par l'imposition de la condition susmentionnée et par l'engagement pris par EnCana et M&NP de continuer à négocier, d'agir avec diligence et de collaborer avec les clients du marché intérieur éventuellement intéressés à l'achat de gaz de Deep Panuke. L'Office a bon espoir que ces négociations de bonne foi déboucheront sur des arrangements commerciaux qui permettront de faire augmenter la consommation de gaz naturel extracôtier de l'Est sur le marché intérieur et de favoriser l'aménagement d'installations connexes par M&NP au besoin. L'Office sait que d'autres producteurs de la côte Est négocient des ventes de gaz supplémentaire avec d'éventuels acheteurs du marché intérieur. Ces commentaires, de même que l'absence de toute preuve de négociations de mauvaise foi ou d'échec de négociations pour la prestation d'un service sur le marché intérieur, sont des éléments clés qui ont permis à l'Office de déterminer que les installations telles qu'elles sont conçues actuellement, ou telles qu'elles seraient convenablement modifiées dans l'éventualité d'une réduction de service, sont conformes à l'intérêt public. Non seulement la preuve a donné à penser que les clients du marché intérieur auront un meilleur accès à des volumes de gaz de la côte Est, mais l'Office constate que l'intérêt public est également servi par des droits plus faibles ainsi que la mise en valeur accrue des ressources extracôtières de l'Est et, qui plus est, un supplément d'activité économique au Canada.

L'Office est d'avis que l'engagement d'EnCana pour la poursuite des négociations en vue d'un approvisionnement supplémentaire du marché intérieur jusqu'au 31 juillet 2003 présente une occasion utile aux éventuels utilisateurs du marché intérieur de passer des contrats pour l'achat de gaz naturel extracôtier de l'Est. L'Office a donc suspendu la prise d'effet de l'ordonnance au moins jusqu'au 31 juillet 2003. Il a bon espoir que les éventuels clients du marché intérieur profiteront de ce délai et agiront avec diligence, d'une part pour évaluer les options qui s'offriront concernant l'achat de gaz pendant la période où les premiers approvisionnements de Deep Panuke seront disponibles et, d'autre part, pour conclure des arrangements d'approvisionnement en gaz et de transport par voie des installations de M&NP selon ce qui leur conviendra dans les circonstances.

Au moins jusqu'au 31 juillet 2003, les clients du marché intérieur dont les intentions sont sérieuses auront l'occasion d'accéder au gaz produit au large de la côte Est; cette date a d'ailleurs été proposée par M&NP dans sa plaidoirie et appuyée par diverses autres parties. L'Office a toutefois constaté que selon M&NP, cette n'est peut-être pas une restriction d'importance critique étant donné que le délai de construction des latéraux pourrait exiger que les arrangements soient conclus avec les clients du marché intérieur avant cette date. Par conséquent, l'Office est d'avis que les clients du marché intérieur vraiment intéressés devraient agir en conséquence et il considère encourageant le fait que Î.-P.-É ait affirmé qu'elle peut conclure des arrangements d'approvisionnement en gaz bien avant cette date.

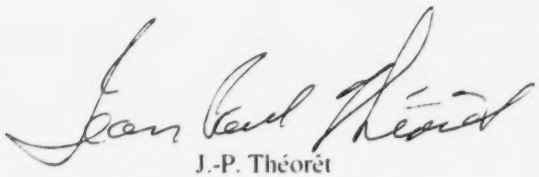
En conclusion, ainsi qu'il a été mentionné plus haut, la condition 24, de l'avis de l'Office, concilie les différents intérêts des parties de l'instance GH-3-2002 et permet à l'Office d'approuver la demande et de conclure que les installations proposées sont conformes à l'intérêt public. L'approbation et les conclusions de l'Office sont également fondées sur la preuve de négociations de bonne foi avec le clients du marché intérieur. Tel qu'il a été mentionné à l'instance MH-2-2002, l'Office continue de croire que pour servir au mieux l'intérêt public, il faut que le développement extracôtier se fasse en tenant compte des besoins des utilisateurs d'énergie sur le marché intérieur.

Chapitre 8

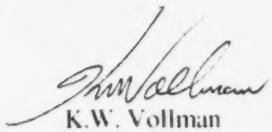
Dispositif

Les chapitres qui précèdent constituent nos motifs de décision unanimes relativement à la demande entendue par l'Office dans le cadre de l'instance GH-3-2002.

L'Office juge que les installations de compression et de comptage proposées sont d'utilité publique et qu'elles le demeureront à l'avenir, pourvu que les conditions énoncées dans l'ordonnance figurant à l'annexe II soient remplies.



J.-P. Théorêt
Membre présidant l'audience



K.W. Vollman
Membre

Calgary (Alberta)
Novembre 2002

Annexe I

Liste des questions

L'Office a relevé les questions suivantes afin qu'elles soient examinées au cours de l'instance (la liste n'est pas exhaustive) :

1. La faisabilité économique des installations projetées.

2. La conception des installations projetées pour déterminer si elle est appropriée.

3. La sécurité des installations projetées sur le plan de la conception et de l'exploitation.

4. Les éventuels effets environnementaux, et répercussions socio-économiques, des installations projetées.

5. Les conditions dont devrait s'assortir toute approbation que l'Office pourrait accorder.

6. L'à-propos d'incorporer dans les droits exigés par M&NP tous les coûts associés au projet d'agrandissement.

Annexe II

Ordonnance XG-M124-60-2002

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la Loi) et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande que Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP) a déposée en date du 6 mars 2002 aux termes de l'article 58 de la Loi et déposée auprès de l'Office national de l'énergie (l'Office) sous le numéro de dossier 3400-M124-14.

DEVANT l'Office, le 18 novembre 2002.

ATTENDU QUE M&NP a déposé auprès de l'Office une demande datée du 6 mars 2002 en vue d'obtenir, aux termes de l'article 58 de la Loi, une ordonnance l'autorisant à construire, à posséder et à exploiter quatre stations de compression de 15 MW et une station de comptage pour le transfert de propriété sur sa canalisation principale (le projet);

ATTENDU QUE l'Office a tenu une audience publique conformément à l'ordonnance d'audience GH-3-2002 à Saint John, au Nouveau-Brunswick, au cours de laquelle il a entendu la preuve et la plaidoirie de M&NP et de toutes les parties intéressées;

ATTENDU QUE l'Office, conformément à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE), a étudié l'information présentée par M&NP et produit un rapport d'examen préalable du projet;

ATTENDU QUE l'Office a déterminé, aux termes de l'alinéa 20(1)*a)* de la LCÉE, que si les mesures d'atténuation proposées par M&NP et celles énoncées dans les conditions annexées sont mises en oeuvre, le projet n'est pas susceptible de causer d'effets environnementaux négatifs importants;

ATTENDU QUE les décisions de l'Office concernant la demande de M&NP sont énoncées dans ses Motifs de décision GH-3-2002 en date de décembre 2002 et dans la présente ordonnance;

IL EST ORDONNÉ QUE, conformément à l'article 58 de la Loi, le projet soit soustrait aux dispositions des articles 29, 30 et 31 de la Loi aux conditions suivantes :

1. M&NP doit faire en sorte que les installations approuvées soient conçues, fabriquées, situées, construites et mises en place en conformité avec les plans et devis, les dessins et tous autres renseignements ou engagements décrits dans sa demande et dans la correspondance connexe.

2. M&NP doit mettre en oeuvre ou faire mettre en oeuvre toutes les politiques, pratiques, recommandations et procédures relatives à la protection de l'environnement qui sont comprises et auxquelles il est fait référence dans sa demande, l'instance GH-3-2002, tout engagement pris vis-à-vis de l'Office et d'autres organismes de réglementation ou compris dans des documents pertinents de M&NP.

3. Avant de procéder à la construction d'une installation, M&NP doit déposer auprès de l'Office une lettre confirmant que tous les droits fonciers nécessaires ont été acquis pour cette installation et pour les ouvrages auxiliaires.

4. Au moins 60 jours avant la construction, M&NP doit déposer auprès de l'Office les résultats de son analyse archéologique à l'emplacement de la ligne d'électricité et de la route d'accès de New Canaan. Si l'analyse établit que le projet pourrait traverser des zones à fort potentiel archéologique, M&NP doit alors déposer, pour fins d'approbation, les résultats de son enquête archéologique et toute correspondance émanant du ministère provincial responsable.

5. Au moins 60 jours avant la construction, M&NP doit déposer auprès de l'Office, pour fins d'approbation, un rapport sur le relevé des plantes d'importance pour les sites de Concord et Goldboro 2. Le rapport doit inclure une explication de la méthodologie employée, des résultats et des mesures d'atténuation applicables, le cas échéant.

6. Au moins 60 jours avant de commander le groupe compresseur de la station n° 4, M&NP doit déposer auprès de l'Office, pour fins d'approbation, un relevé révisé du bruit ambiant et une évaluation révisée de l'impact du bruit de la station de compression n° 4 (Tracyville), qui comprend l'habitation située à environ 700 m au nord-ouest de la station le long de la Route 101.

7. Au moins 60 jours avant la construction, M&NP doit déposer auprès de l'Office les distances revalidées qui séparent les sites définitifs des stations de compression de toutes les habitations réceptrices, pour les stations n°s 1, 2 et 4 (Concord, Amherst Head et Tracyville). Si l'une quelconque des distances devait être sensiblement différente de celles retenues pour le calcul des niveaux de bruit prévus, M&NP devra déposer les chiffres révisés des niveaux de bruit prévus et les évaluations des habitations les plus touchées. S'il y avait un changement là où une habitation est la plus touchée, M&NP devra déposer pour fins d'approbation une évaluation révisée des effets du bruit.

8. Au moins 60 jours avant la construction, M&NP doit déposer auprès de l'Office, pour fins d'approbation, une évaluation des effets de l'éclairage, qui comprend la conception proposée de l'éclairage des stations et une évaluation des options envisagées ainsi que leur efficacité éventuelle pour atténuer les effets de l'éclairage.

9. Au moins 60 jours avant la construction, M&NP doit déposer auprès de l'Office ses normes définitives de protection de l'environnement, qui comprennent le programme de formation en environnement prévu pour l'étape de la construction du projet.

10. M&NP doit faire procéder à une analyse de l'habitat de la tortue des bois par un ou des biologistes compétents, dans les zones touchées par le débroussaillement ou par les travaux d'aménagement de la route et d'installation de la ligne d'électricité de New Canaan. Au moins 60 jours avant la construction, M&NP doit déposer auprès de l'Office, pour fins d'approbation, la méthode d'analyse employée et les résultats obtenus, accompagnés des mesures d'atténuation proposées, le cas échéant.

11. M&NP doit faire procéder à une analyse de l'habitat de la faune par un ou des biologistes compétents pour chacune de ses stations. Au moins 60 jours avant la construction, M&NP doit

déposer auprès de l'Office un rapport décrivant la méthodologie employée, le calendrier des relevés effectués, l'ensemble des résultats obtenus et toutes autres mesures d'atténuation, s'il y en a.

12. Au moins 60 jours avant la construction de la station de Goldboro 2 et des installations connexes, M&NP doit déposer auprès de l'Office, pour fins d'approbation, une évaluation des effets sur l'environnement de la station, de la route d'accès et de la ligne d'électricité, ainsi que les mesures d'atténuation proposées.

13. Durant la construction, M&NP doit conserver à chaque chantier de construction, pour fins de vérification, une copie des méthodes de soudage et des méthodes d'essai non destructif employées dans le cadre du projet, en plus de tous les documents justificatifs.

14. M&NP doit déposer auprès de l'Office et conserver dans ses bureaux de chantier une copie des permis, approbations ou autorisations délivrés par les gouvernements fédéral et provinciaux, ou par d'autres organismes habilités à donner des autorisations relativement aux installations visées par la demande, ce qui comprend les conditions environnementales ou les mesures d'atténuation ou de surveillance propres à un site. M&NP doit en outre déposer auprès de l'Office et conserver dans ses bureaux de chantier les modifications apportées ultérieurement aux permis, approbations ou autorisations.

15. Au moins 60 jours avant la mise en exploitation, M&NP doit déposer auprès de l'Office, pour fins d'approbation, un plan de surveillance de l'intégrité des installations (le plan) applicable à toutes les stations de compression. Le plan vise à vérifier que les installations sont efficaces à confiner les substances toxiques et à réduire au minimum les émissions fugitives. Il doit comprendre les méthodes d'inspection et de surveillance, un calendrier de surveillance des installations, les éléments de l'environnement qui préoccupent, le cas échéant, et un calendrier d'actualisation du plan.

16. M&NP doit procéder, après la construction, à des essais de qualité de l'eau et à des mesures de profondeur de la nappe phréatique, tels qu'ils ont été soumis, si le puits est accessible et que le propriétaire foncier y consent, pour le puits le plus proche ou le plus touché dans un rayon de 200 m de chaque station (500 m lorsqu'il y a eu dynamitage). Si les résultats des essais paraissent préoccupants, M&NP devra procéder à des essais sur d'autres puits dans un rayon de 200 m ou 500 m et en déposer les résultats auprès de l'Office.

17. Dans les 30 jours suivant la mise en exploitation, M&NP doit actualiser la structure de son plan d'action en vue de la déclaration annuelle de ses émissions de GES, qui comprend une revue des initiatives ou programmes de réduction des GES applicables à ses installations dans les provinces de l'Atlantique, ainsi qu'un résumé des consultations menées avec les organismes et intervenants concernés.

18. Dans les 30 jours suivant la mise en exploitation, M&NP doit déposer auprès de l'Office une lettre signée par un dirigeant de la compagnie confirmant que les installations approuvées ont été construites en conformité avec toutes les conditions applicables.

19. À toutes les étapes du projet, M&NP doit signaler aux autorités provinciales et fédérales compétentes, notamment le Service canadien de la faune, toutes observations sur la faune ou toute mortalité constatée, tel que le prescrivent le COSEPAC et/ou les lois fédérales ou provinciales sur les espèces en péril.

20. Avant le mois de juin de la première saison de croissance qui suit la date de mise en service, M&NP doit déposer auprès de l'Office son plan de gestion de la végétation, qui a été élaboré en consultation avec les organismes de réglementation provinciaux et fédéraux, y compris Environnement Canada, et en faire tenir une copie aux organismes de réglementation compétents.

21. Dans un délai d'un an après la mise en exploitation, M&NP doit déposer auprès de l'Office un rapport faisant état des résultats des mesures des niveaux de bruit à chaque station de compression.

22. M&NP doit mener des analyses de la cheminée des turbines pour établir un profil des émissions, notamment d'oxyde d'azote, et faire des relevés météorologiques constants durant la première année d'exploitation de chaque station. M&NP doit vérifier les prévisions de son modèle de dispersion dans l'atmosphère à l'aide de ces données. M&NP doit déposer auprès de l'Office, dans les quinze (15) mois suivant la date de mise en service des installations, un rapport des résultats des données, d'analyse et de vérification du modèle.

23. À moins d'indication contraire de la part de l'Office avant le 31 décembre 2005, la présente ordonnance expirera le 31 décembre 2005, à moins que la construction du projet n'ait déjà commencé.

24. La présente ordonnance, aux termes du paragraphe 19(1) de la Loi, ne prendra effet qu'à la plus tardive des dates ci-dessous :

a) le 31 juillet 2003; ou

b) le dépôt par M&NP des documents suivants, que l'Office ordonne à M&NP par les présentes de déposer auprès de l'Office et d'en signifier copie à toutes les parties de l'instance GH-3-2002 :

i) une confirmation des quantités contractuelles définitives établies à la suite de la renonciation ou de l'exercice, par EnCana, de l'option de réduction prévue à l'article I du contrat de transport garanti intervenu entre EnCana et M&NP;

ii) une indication des voies de transport proposées sur le réseau de M&NP pour la production de Deep Panuke d'EnCana, y compris les points de livraison supplémentaires ou le service supplémentaire en sol canadien qui pourraient être proposés relativement à la production d'EnCana ou de Sable Offshore Energy Inc., notamment les dates de mise en service proposées, s'il y en a, pour les installations qui seraient liées au service de transport supplémentaire sur le réseau de M&NP en sol canadien, et une mise à jour de l'état des négociations avec d'éventuels expéditeurs au Canada;

iii) pour fins d'approbation par l'Office, une étude de conception révisée de l'ingénierie/hydraulique justifiant la nécessité des installations proposées, lesquelles pourraient devoir être reconfigurées s'il apparaît que le paragraphe i) ci-dessus vient confirmer que la quantité contractuelle définitive ne correspond pas aux 400 000 10^6Btu/j prévus au point d'exportation de St. Stephen, ou que le paragraphe ii) ci-dessus vient indiquer que les voies de transport proposées diffèrent de celles évaluées en vertu du scénario de référence de M&NP.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Le secrétaire,

(signature)

Michel L. Mantha